

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Факультет Энергетический
Кафедра “Электрические станции, сети и системы
электрообеспечения”

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент

_____/_____/_____
_____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/И.М.Кирпичникова/
_____ 2018 г.

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ с малой
генерацией «Озреки»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ-13.03.02.2018.092.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель работы

_____/К.Е. Горшков/

к.т.н., доцент

_____ 2018 г.

Автор работы

Студент группы П-472

_____/Я.А. Ген/

_____ 2018 г.

Нормоконтролёр

_____/К.Е. Горшков/

к.т.н., доцент

_____ 2018 г.

Челябинск 2018 г.

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Ген Яна Андреевна
_____ (Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема работы

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ с малой
генерацией «Озерки»

утверждена приказом по университету от _____ 2018 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 110/10 кВ.
2. Мощность КЗ на шинах существующей подстанции (1000 МВА в
максимальном режиме, 800 МВА в минимальном)
3. Параметры воздушной линии W1 (номинальное напряжение – 110 кВ,
длина 35 км)
4. К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции
подсоединены 8 генераторов малой мощности ТК-4-2РУЗ (Активная

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

1. Схема главных электрических соединений подстанции (чертеж формата А1)

2. Схема размещения устройств РЗА (чертеж формата А1)

3. Схема подключения терминала электродвигателя 10 кВ (чертеж формата А1)

4. Схема подключения терминала кабельной линии (чертеж формата А1)

5. Комплект технических средств «АУРА-М» (чертеж формата А1)

Всего 5 листов

6. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1. Анализ исходных данных		
2. Расчет силовой части		
3. Расчет токов КЗ		
4. Выбор видов и типоразмеров УРЗА		
5. Расчет уставок РЗА		
6. Оптические трансформаторы тока и напряжения		
7. Оформление ПЗ		
8. Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой _____ /И.М.Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /К.Е.Горшков/

Студент _____ /Я.А.Ген/

АННОТАЦИЯ

Ген Я.А. Релейная защита и автоматика тупиковой подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-472; 2018, 119 страниц, 19 иллюстраций, 31 таблица; Библиография – 27 наименований.

В данной выпускной квалификационной работе разработана релейная защита и автоматика для проектируемой тупиковой подстанции. В соответствии с исходными данными были выбраны схемы главных соединений на стороне ВН и НН подстанции, вид источника оперативного тока, виды РЗА для всех элементов подстанции согласно ПУЭ, НТП ФСК ЕЭС и прочей документации. С помощью программы ТОКО были рассчитаны токи короткого замыкания, и сделан выбор коммутационной аппаратуры и рассчитаны уставки релейной защиты. При этом выбор и расчет терминалов устройств релейной защиты и автоматики производился согласно данным фирмы разработчика и общим рекомендациям. Дополнительно был рассмотрен комплекс технических средств «АУРА-М», его основные технические показатели и принцип его действия. В завершение осуществлена проверка на допустимую погрешность трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ 10 – 2000/5, составлен чертеж главной схемы электрических соединений подстанции и чертежи подключения терминалов защиты.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	Ген Я.А.				Разработка РЗА подстанции 110/10 кВ с малой генерацией «Озерки»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Горшков К.Е.						6	119
<i>Реценз.</i>						Кафедра ЭССиС		
<i>Н. Контр.</i>	Горшков К.Е.							
<i>Утверд.</i>	Кирпичникова							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНА ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС.....	11
2 РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	14
2.1 Выбор сечения кабельной линии.....	15
2.2 Расчет суммарного емкостного тока.....	16
3 ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК.....	18
3.1 Выбор вида оперативного тока.....	18
3.2 Определение мощности ТСН.....	19
3.3 Выбор предохранителей на ТСН.....	21
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	22
4.1 Определение суммарной нагрузки ПС.....	22
4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС.....	22
5 ПОЛОЖЕНИЕ СЕКЦИОННОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ В НОРМАЛЬНО РЕЖИМЕ.....	24
6 РАСЧЕТ ТКЗ.....	25
6.1 Выбор сечения ВЛ.....	25
6.2 Расчет максимального и минимального режима.....	26
7 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ.....	28
7.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей.....	28
7.1.1 Нормативные требования.....	28
7.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя.....	29
7.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ.....	29
7.1.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ.....	29
7.1.5 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.....	29
7.1.6 Расчет термического воздействия ТКЗ.....	30

7.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН ПС.....	31
7.2.1 Нормативные требования.....	31
7.2.2 Вводной выключатель.....	32
6.2.3 Секционный выключатель.....	34
8 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН И НН	37
8.1 Цехового трансформатор 10/0,4 кВ.....	37
8.2 Кабельная линия 10 кВ.....	41
8.3 Электродвигатель 10 кВ.....	42
8.4 Генератор 10 кВ.....	46
8.5 Вводной выключатель 10 кВ.....	48
8.6 Трансформатор напряжения 10 кВ РУ цеха.....	51
8.7 Секционный выключатель 10 кВ.....	52
8.8 Шины 10 кВ.....	53
8.9 Трансформатор 110/10 кВ.....	54
8.10 ВЛ 110 кВ.....	56
9 РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА.....	59
9.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ.....	59
9.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ.....	59
9.1.1.1 ТО ЭД.....	59
9.1.1.2 Защита от перегрузки.....	61
9.1.1.3 Защита от минимального напряжения.....	62
9.1.1.4 УРОВ.....	62
9.1.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору.....	64
9.1.2.1 ТО	64
9.1.2.2 МТЗ.....	67
9.1.2.3 Защита от перегрузки.....	69
9.1.2.4 УРОВ.....	70
9.1.3 Кабельная линии 10 кВ	71

9.1.3.1 ТО	71
9.1.3.2 МТЗ.....	72
9.1.3.3 УРОВ.....	76
9.1.4 Секционный выключатель 10 кВ	77
9.1.4.1 Логическая защита шин	77
9.1.4.2 МТЗ.....	78
9.1.2.3 АВР.....	80
9.1.4.4 УРОВ.....	81
9.1.5 Вводной выключатель 10 кВ.....	82
9.1.5.1 1 ступень МТЗ с независимой ВВ	82
9.1.5.2 ЛЗШ.....	84
9.1.5.3 УРОВ.....	84
9.1.6 Генератор 10 кВ.....	85
9.1.6.1 Двухступенчатая токовая защита.....	86
9.2 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 110 кВ	89
9.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ	89
9.2.1.1 Расчет дифференциальной защиты.....	89
9.2.1.2 МТЗ.....	92
9.2.1.3 Защита от перегрузки.....	93
9.2.1.4 УРОВ.....	94
9.2.2 Воздушная линия 110 кВ	96
9.2.2.1 Дистанционная защита линии.....	96
9.2.2.1 АПВ ВЛ 110 кВ.....	103
10 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НН ТРАНСФОРМАТОРА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ.....	105
11 Комплект технических средств «АУРА-М».....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	115
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	117

ВВЕДЕНИЕ

В системе электроснабжения, возможны следующие повреждения и ненормальные режимы работы: междуфазные короткие замыкания (КЗ), однофазные КЗ, двухфазные КЗ, двухфазные КЗ на землю, перегрузки, качания, асинхронный режим, повышенные токи в линиях при повреждениях на стороне низшего напряжения трансформаторов приемной подстанции. Для защиты от вышеописанных ненормальных режимов работы и повреждений разработаны следующие типы защит: токовые защиты, токовые направленные защиты, дистанционные защиты, дифференциальные токовые продольные и поперечные защиты, защиты от перегрузок и т.д. Проектирование защиты того или иного электроэнергетического объекта заключается в выборе необходимого объема релейной защиты для каждого элемента входящего в объект, выборе соответствующих устройств релейной защиты, расчета уставок и правильного подключения. Сложностью проектирования релейной защиты является обеспечение требований по быстродействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ. Так же нужно правильно выбирать терминалы релейной защиты с учетом как требований так и экономической целесообразности.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

От схемы выбранных распределительных устройств зависят тип и виды исполнения РЗА, соответственно изменение схемы в процессе проектирования ведет переделку как специальной, так и общей частей проекта. Выбор главной схемы РУ ПС осуществляется на основе сравнения нескольких конкурентоспособных вариантов по критерию надежности электроснабжения и минимальных затрат.

Выбираем схемы соединений РУ, руководствуясь требованиями нормативных документов. Для ПС относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС» это:

Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [4];

Схемы принципиальные электрические РУ подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [3];

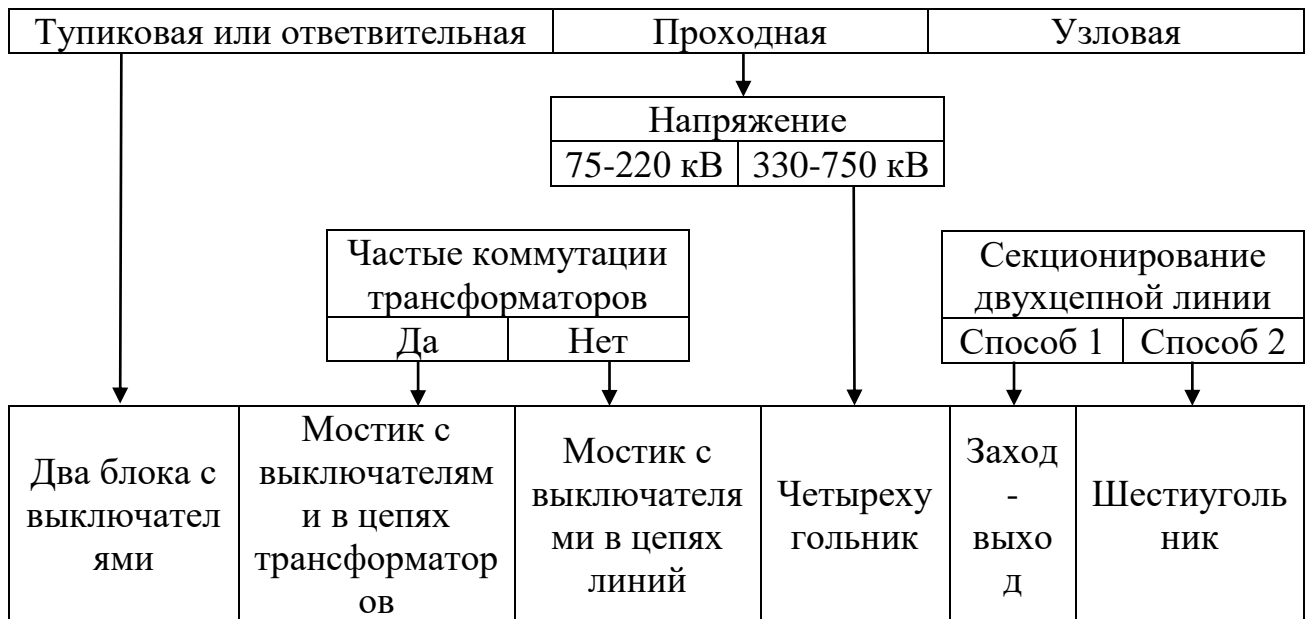
Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ [2].

В соответствии с положением о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [4] для РУ 35-220 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение.

В соответствии с рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ по регламенту 3.1. [2] применения типовых схем ПС 35-750 кВ и критериев их предпочтительного использования.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

Таблица 1.1.1 – Типовые схемы проектирования



Для тупиковой двухтрансформаторной ПС без частых коммутаций трансформаторов применяется «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

В соответствии со схемами принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [3], типовыми решениями: по пункту 1.5.5 [3] для ПС с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых ПС.

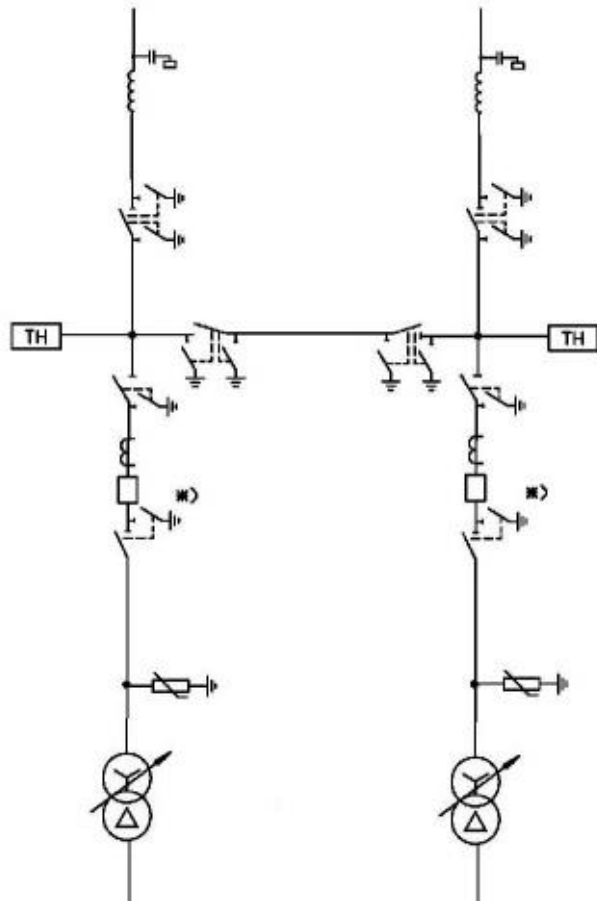


Рисунок 1.1 - Схема №110-4Н

По «Схемы РУ ПС» (п. 1.11) [3] – Одна секционированная выключателем система шин 10(6)-1 (рисунок 1.2) применяется при двух трансформаторах на подстанции.

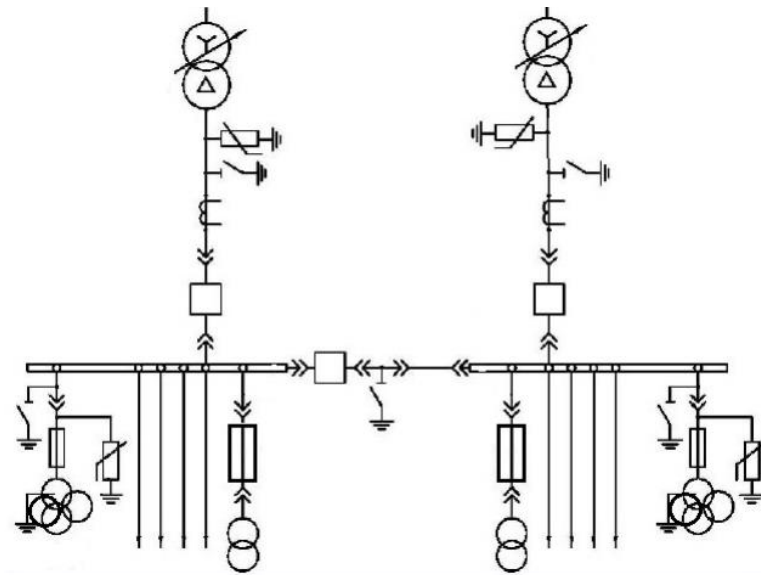


Рисунок 1.2 Схема №10(6)-1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.092.00 ПЗ

Лист

13

2 РЕЖИМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

Для сетей с напряжением 110 кВ принят режим эффективно-заземленной нейтрали;

Сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью. По пункту 5.2.1 [2]: «Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или через резистор или дугогасящий реактор нейтралью».

По пункту 1.2.16 [1]: «Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор».

В соответствии с пунктом 5.11.8 [2], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Емкостные токи

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

По НТП ПС [3]:

5.2.1. Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор или ДГР нейтралью.

5.4.1. Режим заземления нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов выбирается с учетом... допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования...

5.4.3. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений (ОПН) типа ОПНН или ОПН-110...

Таким образом для заданного варианта НН 10 кВ и ВН 110 кВ примем:

- Сеть 10 кВ – с изолированной или компенсированной нейтралью (определится в дальнейшем расчете);
- Сеть 110 кВ – с эффективно заземленной нейтралью.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

2.1 Выбор сечения кабельной линии

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

Сечение КЛ 10 кВ выбирается по ПУЭ [1] (Глава 1.3) или по рекомендациям фирм-производителей кабелей:

по экономической плотности тока:

$$q_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{Н}}}{J_{\text{Э}}},$$

где $q_{\text{Э}}$ – ближайшее экономическое целесообразное сечение, мм²;

$I_{\text{Н}}$ – длительный ток нагрузки нормального режима, А;

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

По варианту задано:

- 4 трансформатора 10/0,4 кВ с загрузкой 1МВА каждый;
- 4 асинхронных двигателя АД-4 мощностью 800 кВт, $\cos \varphi_{\text{Д}} = 0,89, \eta = 0,954$.

Выбираем фирму-изготовителя АО «Электрокабель» Кольчугинский завод», г. Кольчугино[6].

Полная мощность нагрузки составит:

$$S_{\text{Н}} = (N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т}}) + \frac{N_{\text{Д}} \cdot P_{\text{Д}}}{\cos \varphi_{\text{Д}} \cdot \eta};$$
$$S_{\text{Н}} = (4 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 0,8}{0,89 \cdot 0,954} = 7,769 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$I_H = \frac{7769}{\sqrt{3} \cdot 10} = 448,54 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима:

$$I_{H.МАКС} = I_H = 448,54 \text{ А.}$$

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_H}{J_{\text{э}}} = \frac{448,54}{2,5} = 179,42 \text{ мм}^2.$$

При сечении одножильного кабеля 185 мм^2 , допустимый ток составляет 466 А, что соответствует расчетному значению. Можем принять этот кабель для дальнейших расчётов.

Проверяем кабель на термическую стойкость:

$$I_{\text{терм}} = \frac{s \cdot C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{\text{откл}} + T_a}};$$

$$I_{\text{терм}} = \frac{185 \cdot 140 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{2 + 0,2}} = 17,46 \text{ А.}$$

где s - сечение, мм^2 ;

C - теплоемкость, $\text{Ас}^{0,5}/\text{мм}^2$;

$t_{\text{откл}}$ - типовое время отключения кабельной линии, с;

T_a - постоянная времени при КЗ за реактором, с.

Выбираем кабель ПвПг 185/34,5-10.

Это кабель проходит как по длительному допустимому току, так и по термической стойкости кабеля.

2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Ориентировочно определить I_{Σ} можно по удельным значениям емкостных токов в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

$$I_{\Sigma} = N_{\text{кл}} \cdot N_{\text{ц}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot k_{\text{кл}},$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

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

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

$L_{\text{КЛ}}$ – длина КЛ в км;

$k_{\text{КЛ}}$ – удельное значение емкостного тока А/км КЛ, по каталогу применяем 2,1.

$$I_{\text{СЭ}} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}};$$
$$I_{\text{СЭ}} = 4 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 2,1 = 7,14 \text{ А.}$$

Для такой сети (по ПТЭ [7] $I_{\text{СЭ}} < 20 \text{ А}$) не требуется компенсация.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

3 ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

3.1 Выбор вида оперативного тока

По ФСК СТО 56947007-29.240-10-248-2017 п. 9.3.1.1 [3] на ПС 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться СОПТ напряжением 220 В, выполняемая в соответствии с требованиями [3]. Применение выпрямленного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

По ФСК СТО 56947007-29.240-10-248-2017 п. 9.3.1.2 [3] СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих электроприемников:

- устройства РЗА;
- устройства управления высоковольтными КА (кроме питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании);
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;
- устройств коммутации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА;
- устройств сигнализации.

СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

- инверторов резервного питания АСУ ТП;
- светильников аварийного освещения помещений АБ, ОПУ, РЩ, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения.

По ФСК СТО 56947007-29.240-10-248-2017 п. 9.3.1.7 [3] на ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять две АБ. На ПС с ВН 35 кВ и остальных ПС 110 кВ- одну АБ. Срок службы АБ должен быть не менее 20 лет.

По ФСК СТО 56947007-29.240-10-248-2017 п. 9.3.1.9 [3] ЗУ должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной ее работы.

На ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ применять два стационарных ЗУ.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

3.2 Определение мощности ТСН

Из-за отсутствия исчерпывающих данных о технических характеристиках оборудования СН мощность ТСН определяем по ориентировочным данным таблица 3.2.1. взятые из методических указаний [8]

Таблица 3.2.1- Данные о технических характеристик оборудования СН

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

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ данные представлены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Количество ячеек

Назначение	Количество, шт
Вводы 1-2 секция	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН 1 и ТСН 2	2
ТН 1,2 секция	2
Отходящие присоединения	12
Итого	20

Итоговая суммарная активная нагрузка представлена в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3 – Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	20	20
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			405

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi};$$

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \frac{405}{0,9} = 360 \text{ кВА},$$

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

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

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва [9].

По каталогу [9] выбираем ТСН:

ТМГ-630/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный на 10 кВ, мощностью 630 кВА.

3.3 Выбор предохранителей на ТСН

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН ОАО «НВА». По каталогу [10] по таблице подбора предохранителей для трансформаторных ПС для ТСН 10 кВ с $S_{\text{НОМ}} = 630$ кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 63 А. По таблице «Технические характеристики» каталога [10] выбираем предохранитель ПКТ-102-10-63-31,5 УЗ, с током отключения 31,5 кА.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Полная мощность нагрузки цеха:

$$S_{\text{Н.ЦХ}} = (N_{\text{T}} \cdot S_{\text{T}}) + \frac{N_{\text{Д}} \cdot P_{\text{Д}}}{\cos \varphi_{\text{Д}} \cdot \eta};$$
$$S_{\text{Н.ЦХ}} = (4 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 0,8}{0,89 \cdot 0,954} = 7,769 \text{ МВА.}$$

Суммарная нагрузка ПС:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{ЦХ}} \cdot S_{\text{Н.ЦХ}};$$
$$S_{\text{ПС}} = 4 \cdot 7,769 = 31,076 \text{ МВА.}$$

4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС

Требования к трансформаторам, устанавливаемым на ПС, изложены в ПЕТП (п. 2.3.3.1) [4]:

Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться:

- Устройствами РПН;
- Не менее чем четырьмя встроенными ТТ.

Номинальная мощность трансформатора с учетом коэффициента:

$$S_{\text{Т.НОМ}} = 0,7 S_{\text{ПС}};$$
$$S_{\text{Т.НОМ}} = 0,7 \cdot 31,076 = 21,753 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТДН-25000/110-У1, УХЛ1 с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $\pm 16\% \pm 9$ ступеней с системой охлаждения вида «Д».

Коэффициент аварийной перегрузки $k_{\text{П}} \leq 1,4$ по ГОСТ 14209-97.
Мощности основных трансформаторов ПС:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\text{П}}};$$
$$S_{\text{Т.НОМ}} = \frac{31,076}{1,4} = 22,197 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Выбранный трансформатор проходит по аварийному коэффициенту.

По каталогу [11] исполнение трансформаторов:

ТДН-25000/110-У1:

$S_{НОМ} = 25000$ кВА;

$U_{НОМ.ВН} = 115$ кВ;

$U_{НОМ.НН} = 11$ кВ;

РПН в нейтрали ВН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней;

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

Определим коэффициент загрузки когда работают 2 трансформатора:

$$k_{\text{заг}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{2S_{\text{Т.НОМ}}};$$
$$k_{\text{заг}} = \frac{31,076}{2 \cdot 25} = 0,62.$$

Определим коэффициент перезагрузки когда работает 1 трансформатор:

$$k_{\text{заг}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}};$$
$$k_{\text{заг}} = \frac{31,076}{25} = 1,24.$$

Определив коэффициенты можем сделать вывод, что наш трансформатор может работать как и в нормальном режиме так и в режиме перегрузки.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

5 ПОЛОЖЕНИЕ СЕКЦИОННЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ

Для недопущения параллельной работы трансформаторов ПС и РП секционные выключатели (СВ) в нормальном режиме отключены. Это позволяет снизить ТКЗ и упростить применяемую РЗА. Необходимая надежность электроснабжения потребителей осуществляется АРВ СВ.

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

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

Суммарная мощность нагрузки $S_{ПС} = 31,076$ МВА, мощность каждого из основных трансформаторов ПС $S_{Т.НОМ} = 25$ МВА. К шинам НН ПС подключены 8 генераторов по $P_{Г} = 4$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$.

Так как:

$$S_{Т.НОМ} + (N_{Г} \frac{P_{Г}}{\cos \varphi}) = 25 + \left(8 \frac{4}{0,8}\right) = 65 \text{ МВА} > S_{ПС} = 31,0764 \text{ МВА},$$

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

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

6 РАСЧЕТ ТКЗ

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

Расчет ТКЗ производится в соответствии с [12, 13]

При выполнении практических расчетов ТКЗ применяется программ «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания» разработки кафедры ЭССиС, ЮУрГУ.

6.1 Выбор сечения ВЛ

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

$$I_{РАБ.НОРМ.ВЛ} = \frac{S_{ПС}}{N_{ВЛ} \cdot \sqrt{3} U_{НОМ.ВЛ}};$$
$$I_{РАБ.НОРМ.ВЛ} = \frac{31,076}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,082 \text{ кА},$$

По ПУЭ (п. 1.3.25) [1] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{РАБ.НОРМ.ВЛ}}{J_{ЭК}};$$
$$S = \frac{82}{1,1} = 74,55 \text{ мм}^2,$$

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

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 95/16.

По условиям короны и радиопомех (тал.3.7 Файбисович) [14] минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм².

Окончательно принимаем провод ВЛ – АС 95/16.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

6.2 Расчет максимального и минимального режимов короткого замыкания в программе ТоКо

Составим расчетную схему для максимального режима программе ТоКо представленную на рисунке 6.2.1.

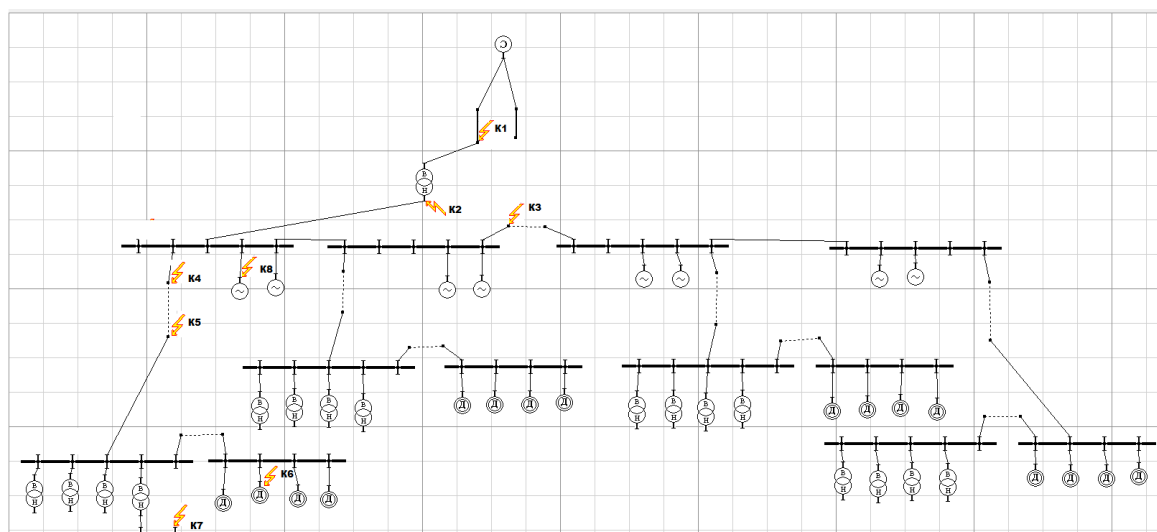


Рисунок 6.2.1- Расчетная схема в программе ТоКо для максимального режима где точка К1- короткое замыкания на линии 110кВ,

К2- короткое замыкание на трансформатором на НН,

К3- короткое замыкание на секционном выключателе,

К4- короткое замыкание вначале кабеля,

К5- короткое замыкание в конце кабеля,

К6- короткое замыкание на трансформаторах 0,4кВ и двигателях,

К7- короткое замыкание за трансформатором 0,4кВ,

К8- короткое замыкание на генераторе.

В минимальном режиме только меняем мощность системы на минимальную, оперативные переключения делать не нужно.

Результаты расчетов максимального режима для всех точек К3 сведем в таблицу 6.3.2.1.

Таблица 6.3.2.1 – Результаты расчетов в максимальном режиме

Точка КЗ	$I_{п.0}$, кА	i_a , кА	i_y , кА
КЗ 1	2,337	3,305	5,38
КЗ 2	8,661	12,249	22,731
КЗ 3	10,731	15,176	21,209
КЗ 4	30,124	42,599	71,88
КЗ 5	23,465	33,185	46,722
КЗ 6	23,465	33,185	46,722
КЗ 7	2,849	4,029	6,559
КЗ 8	27,984	39,573	66,097

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 6.3.2.2.

Таблица 6.3.2.2 – Результаты минимального режима

Точка КЗ	$I_{п.0}$, кА	i_a , кА	i_y , кА
КЗ 1	2,093	2,96	4,819
КЗ 2	8,333	11,785	21,87
КЗ 3	10,731	15,176	21,203
КЗ 4	29,795	42,135	71,019
КЗ 5	23,273	32,912	46,341
КЗ 6	23,273	32,912	46,341
КЗ 7	2,85	4,031	6,561
КЗ 8	27,655	39,109	65,236

7 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ

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

7.1.1 Нормативные требования

По ПЕТП (п. 2.3.3.2) [4]:

- «В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами»;
- «Разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа, оснащенные электродвигательными приводами, в том числе для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки».
- НТП ПС (п. 4.12) [3]:
- «В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур».
- НТП ПС (п. 4.23) [3]:
- «В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».

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

- СТО (6.1) Номинальное напряжение выключателя $U_{В.НОМ}$ должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;
- СТО (6.2) Номинальный ток выключателя $I_{В.НОМ}$, А, в соответствии с ГОСТ Р52565 выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250;

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500.

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

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург.

7.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

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

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}};$$
$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА.}$$

7.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя $I_{К.П}^{(3)} = 2,399$ кА, рассчитано в программе ТоКо для максимального режима работы.

7.1.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [13]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)};$$
$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,337 = 5,949 \text{ кА.}$$

где $K_y = 1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [13].

7.1.5 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

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

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 2,337 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 1,485 \text{ кА.}$$

где $T_A = 0,05 \text{ с}$ — по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [13];

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

$$t = t_{\text{РЗ.МИН}} + t_{\text{О.В.МИН}};$$

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

7.1.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

По РД-153-340-20527-98[13] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = \left(I_{\text{К.П}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_A);$$

$$W_K = 2,337^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 6,035 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

где $t_{\text{ОТКЛ}} = t_{\text{РЗ.МАКС}} + t_{\text{О.В}} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с}$,

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

$t_{\text{О.В}} = 0,055 \text{ с}$ — полное время отключения выключателя.

Сопоставление расчетных параметров ВЭБ-УЭТМ-110 с каталожными приведено в таблице 7.1.6.1.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Таблица 7.1.6.1 - Сопоставление расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$	187 А	$I_{НОМ}$	2500 А
$I_{К.П}^{(3)}$	2,337 кА	$I_{О.НОМ}$	40 кА
i_y	5,949 кА	$i_{ДИН}$	102 кА
$i_{a.t}$	1,485 кА	$i_{a.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40$	22,6 кА
$В_K$	6,035 кА ² ·с	$В_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА ² ·с

Сопоставление расчетных параметров РПД-УЭТМ с каталожными приведено в таблице 7.1.6.2.

Таблица 7.1.6.2 - Сопоставление расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$	187 А	$I_{НОМ}$	2500 А
$I_{К.П}^{(3)}$	2,337 кА	-	-
i_y	5,949 кА	$i_{ДИН}$	102 кА
$i_{a.t}$	1,485 кА	-	-
$В_K$	6,035 кА ² ·с	$В_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА ² ·с

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

7.2.1 Нормативные требования

ПЕТП (п. 2.3.3.2) [4]:

«В сетях напряжением 6-35 кВ следует применять... вакуумные выключатели внутренней установки элегазовые выключатели допускается применять на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании».

ПЕТП (п. 2.3.3.3) [4]:

- «КРУ 6-35 кВ применяются с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем обосновании с элегазовой изоляцией. Допускается для электросетевых объектов [РУ, РП] в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями».
- НТП ПС (п. 4.14) [3]:
- «В РУ 6, 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями».
- Указания по выбору выключателей 10 кВ изложены в СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [20] и аналогичны указаниям по выбору выключателей 110-220 кВ рассмотренным выше.
- Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ (или фирмами-изготовителями, оборудование которых допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС») изложены в СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [20].

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-71 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара», г.Самара.

7.2.2 Вводной выключатель

Выберем к установке КРУ СЭЩ-71 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Электрощит».

Максимальный рабочий ток через выключатель для ПС:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{K_{П} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,925 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ по [13]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П.}^{(3)};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 8,661 = 22,659 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{Р.З.МИН} + t_{О.В.МИН};$$

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

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

где T_A — 0,06с по рекомендации [13, табл. 3];

$t_{Р.З.МИН}$ — минимальное значение времени срабатывания РЗ, с;

$t_{О.В.МИН}$ — минимальное время отключения выключателя, с.

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 8,661 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 6,289 \text{ кА.}$$

Термическое воздействие ТКЗ:

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

где $t_{ОТКЛ}$ — 3,05 с, время отключения;

$$B_K = 8,661^2 \cdot (3,05 + 0,06), = 233,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление расчетных параметров с каталожными представлено в таблице 7.2.2.1.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Таблица 7.2.2.1 - ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-31,5/2000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	1925	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	8,661	$I_{О.НОМ}, кА$	31,5
$i_y, кА$	22,659	$i_{ДИН}, кА$	79
$i_{a.t}, кА$	6,289	$i_{a.доп}, кА$	20
$B_K, кА^2 \cdot с$	233,29	$B_K, кА^2 \cdot с$	2970

Таблица 7.2.2.2 - СЭЩ-59-У1-В-2000/31,5

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	1925	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	8,661	—	-
$i_y, кА$	22,659	$i_{ДИН}, кА$	79
$i_{a.t}, кА$	6,289	—	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	233,29	$B_K, кА^2 \cdot с$	2970

7.2.3 Секционный выключатель.

Выберем к установке КРУ СЭЩ-59-У1-В-1000/20 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-20/1000 на номинальное напряжение 10 кВ.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}};$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{31,076}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,854 \text{ кА.}$$

Выключатель для кабельных линий и остальных присоединений на низкой стороне.

Выберем к установке КРУ СЭЩ-59-У1-В-630/20 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-20/630 на номинальное напряжение 10 кВ.

Максимальный рабочий ток через выключатель для ПС:

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

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{7,769}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 448,54 \text{ А.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ по [13]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П.}^{(3)};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 30,124 = 78,813 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{Р.З.МИН} + t_{О.В.МИН};$$

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

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

где T_A — 0,06с по рекомендации [13, табл. 3];

$t_{Р.З.МИН}$ — минимальное значение времени срабатывания РЗ, с;

$t_{О.В.МИН}$ — минимальное время отключения выключателя, с.

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 30,124 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)}$$

$$i_{a.t} = 21,87 \text{ кА.}$$

Термическое воздействие ТКЗ:

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

где $t_{ОТКЛ}$ — 3,05 с, время отключения.

$$B_K = 30,124^2 \cdot (3,05 + 0,06), = 2822,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление расчетных параметров ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2000 с каталожными приведено в таблице 7.3.2.1. взятые из [16].

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 7.2.3.1 - ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-31,5/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	448,57	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	30,124	$I_{О.НОМ}, кА$	31,5
$i_y, кА$	78,813	$i_{ДИН}, к А$	79
$i_{a.t}, кА$	21,87	$i_{a.доп}, кА$	22,7
$B_K, кА^2 \cdot с$	2822,19	$B_K, кА^2 \cdot с$	2970

Таблица 7.2.3.1 - СЭЩ-59-У1-В-1000/31,5

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	448,57	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	30,124	—	-
$i_y, кА$	78,813	$i_{ДИН}, к А$	79
$i_{a.t}, кА$	21,87	—	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	2822,19	$B_K, кА^2 \cdot с$	2977

8 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН и НН

8.1 Цехового трансформатор 10/0,4 кВ

Согласно ПУЭ (п. 3.2.51) [1] на трансформаторах 10/0,4 кВ применяются защиты от:

- многофазные КЗ;
- витковые замыкания;
- пониженного уровня масла;
- перегрузка рабочими токами
- внешние трех фазные и междуфазные КЗ;
- однофазные КЗ.

От внутренних повреждений и низкого уровня масла в соответствии с ПУЭ (п. 3.2.53) [1] для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита:

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более;
- современные трансформаторы от 1-4 МВА со встроенной газовой защитой.

От внутренних повреждений в соответствии с ПУЭ (п. 3.2.54) [1] токовая защита:

- продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более;
- токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита.

Для защиты от токов, вызванных внешними КЗ, согласно ПУЭ (п. 3.2.59-3.2.61) [1] устанавливаем МТЗ с действием на отключение со стороны 10 кВ.

Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ согласно ПУЭ (п. 3.2.66) [1] осуществляется с помощью МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности. Во втором случае, который имеет место при

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ, ПО защиты по току подключается к трансформатору тока в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ.

От токов перегрузки по ПУЭ (п. 3.2.69) [1] установим МТЗ многоступенчатая.

Согласное ПУЭ (п. 3.3.26) [1] на цеховом трансформаторе должно быть АПВ, если нет АВР на стороне 0,4 кВ. Примем, что в цехах проектируемой подстанции шины 0,4 кВ резервируют друг друга и АПВ не требуется.

Согласно НТП ФСК (п. 9.14.4) [3] так же следует предусмотреть для внутрицеховых трансформаторов:

- ЗДЗ (защита от дуговых замыканий)
- УРОВ

Все основные защиты занесены в таблицу 8.1.1

Таблица 8.1.1 - Виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
Газовая защита	РГТ- 80	Двухступенчатая (сигнал и отключение)
ТО	2хТТ и Двухрелейная звезда	без ВВ
ТЗНП	Подключение в 0,4 кВ	без ВВ
МТЗ	2хТТ и Двухрелейная звезда	с ВВ
Защита от перегрузки	2хТТ и Двухрелейная звезда	Двухступенчатая (на сигнал и на срабатывание)
ЗДЗ		С контролем тока ввода
УРОВ		На отключение рабочего и резервного вводов
АУВ		

Выбор термина для защиты цехового трансформатора 10/0,4 кВ. Несколько примеров производителей внесены в таблицу 8.1.2.

Таблица 8.1.2 – Сравнение производителей

Производитель	Модель	Функции
ЗАО «ЧЭАЗ»	БЭМП РУ-ЛТ-5-110-Д	Многоступенчатая токовая защита, УРОВ, АЧР, ДЗТ
ООО НПП «Экра»	БЭ 2502А01	3х-ступенчатая МТЗ, УРОВ,АПВ, ЗДЗ, АЧР
ООО НПП «Бреслер»	0107.200	МТЗ, ТЗНП, ЗМН, ЛЗШ, АУВ, УРОВ, АПВ

Из всех предложенных вариантов сейчас и в дальнейшем к установке применяем терминалы фирмы ООО НПП «Бреслер» [17].

Терминал «Бреслер-0107.200» предназначен для использования в качестве защит, автоматики, сигнализации и управления выключателем кабельной/воздушной линии или линии к ТСН.

Функции защит:

Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ):

- первая и вторая ступени выполнены с независимой выдержкой времени, третья ступень – с зависимой или независимой выдержкой времени;
- заглубление 1 ступени при включении выключателя;
- ускорение 2 и 3 ступеней при включении выключателя;
- ступени могут быть выполнены направленными (ОНМ выполнен по 90-градусной схеме);
- контроль пуска по минимальному напряжению и напряжению обратной последовательности.

Двухступенчатая защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ):

- первая ступень выполнена с независимой выдержкой времени может быть реализована по:
 - Напряжению НП;
 - Току НП;

- Току НП и напряжению НП;
- Направлению мощности НП.
- вторая ступень предусматривает возможность организации групповой защиты и может быть выполнена по току основной частоты или по току высших гармоник.

Функция определения поврежденного фидера (ОПФ) при ОЗЗ (только совместно микропроцессорной распределенной системой ОПФ Бреслер-0107.080.ОПФр)

- информация о токе и напряжении нулевой последовательности с терминалов защиты присоединений передается по цифровому каналу связи центральному терминалу Бреслер-0107.080.ОПФр, который благодаря широкому набору алгоритмов осуществляет выбор поврежденного присоединения с ОЗЗ.

Защита от несимметричного режима / обрыва фаз (ЗОФ)

- может быть выполнена как по току обратной последовательности, так и по коэффициенту несимметрии.

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

- устройство осуществляет прием сигналов от дуговой защиты с контролем пуска по току и/или напряжению.

Газовая защита (ГЗ)

- устройство осуществляет прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты.

Защита минимального напряжения (ЗМН)

- выполнена с контролем трех линейных напряжений;

Функция резервирования отказа выключателя (УРОВ)

- обеспечивает действие «на себя» и на вышестоящий выключатель.

Функции автоматики:

Автоматическое повторное включение (АПВ)

- однократное/двукратное с возможностью запрета при действии на отключение от внутренних или внешних защит.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР/ЧАПВ)

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

- устройство осуществляет прием сигналов АЧР с возможностью внутреннего/внешнего пуска ЧАПВ

Функции управления:

Автоматика управления выключателем

- местное и дистанционное управление выключателем
- блокировка от многократных включений выключателя
- контроль готовности привода
- контроль исправности цепей управления
- контроль исправности цепей включения и отключения выключателя
- запрет на включение при отключении автомата ШП
- защита электромагнитов включения/отключения от длительного протекания тока.

8.2 Кабельная линия 10 кВ

Согласно ПУЭ (п. 3.2.91) [1] для кабельных линий 10 кВ предусматриваются защиты от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

От многофазных КЗ применяется двухступенчатая защита (ТО+МТЗ) 2хТТ и трехрелейная схема.

От однофазных КЗ применяются УКИ на ТН (не селективное устройство), ТЗНП (может быть селективной если будут большие емкости, иначе не селективное), ТНЗНП (селективный вариант защиты, но самый дорогой так как требует 3 нулевых тока и напряжения). Применение того или иного вида ТНЗНП обязательно на КЛ, промышленных в условиях агрессивной среды. В остальных случаях можно ограничиться УКИ если с высоковольтным оборудованием не работают люли и у них допуска к нему, иначе нужна либо ТНЗП либо ТМНЗП.

Согласно ПУЭ (п. 3.2.18) [1] применение УРОВ не требуется, однако они есть во всех терминалах поэтому можно использовать.

Согласно ПУЭ (п. 3.3.2) [1] следует устанавливать АПВ на воздушных и кабельных линиях, на одиночных кабельных линиях АПВ не требуется.

Согласно НТП (п. 9.14.4) [3] установим ЗДЗ с 3 датчиками.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведем в таблицу 8.2.1.

Принимаем к установке терминал, используемые для защиты 10/0,4 кВ.

Таблица 8.2.1- Основные защиты

Вид РЗА	Примечание
Токовая отсечка Токовая отсечка с выдержкой времени	Без выдержки времени Выдержка времени равна ступени селективности
Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
УКИ	на ТН
ТЗНП	-
ТНЗНП	-
УРОВ	

8.3 Электродвигатель 10 кВ

Согласно ПУЭ (п. 5.3.43) [1] двигатель следует защищать от:

- внутренних повреждениях и КЗ на выводах
- замыкания на землю
- перегрузка и блокировка ротора
- снижение питающего напряжения

Согласно ПУЭ (п. 5.3.46) [1] защита от повреждений внутри и КЗ на выводах применяется однорелейная ТО восьмерка для электродвигателей до 2 МВт включительно. Трехрелейная ТО полноценная звезда с 3 реле для электродвигателей более 2 МВт или если однорелейная ТО не проходит по чувствительности. Дифференциальная защита для электродвигателей больше или равной мощности 5 МВт или трехрелейная ТО не проходит по чувствительности. Если нет защиты от ОЗЗ, то ТТ и реле следует ставить в каждую фазу (не про восьмерку) иначе достаточно только в две фазы.

Согласно ПУЭ (п. 5.3.48) [1] защита электродвигателя от ставится ОЗЗ на электродвигателях меньше 2 МВт при емкостном токе больше или равном 10А, и на электродвигателях больше или равной мощности 2 МВт при

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

емкостном токе больше или равном 5 А. Защита от ОЗЗ должна выполняться в виде ТНЗНП без ВВ с отключением электродвигателя. На микропроцессорных терминалах в большинстве случаев ТНЗНП направленные и это можно использовать, подключившись к цеховому ТН.

Согласно ПУЭ (п. 5.3.49) [1] для защиты от перегрузки и блокировки применяются специальные защиты, которые так и называются 1 ступень на сигнал (если перегрузка), 2 ступень на отключение (если блокировка ротора).

Согласно ПУЭ (п. 5.3.52) [1] от снижения напряжения устанавливают ЗМН- защита минимального напряжения. Защита на основе минимального реле напряжения, отстраивается от токовых защит по времени напряжения уставки меньшей 0,7 от номинального напряжения, действует на отключение. ЗМН следует дополнять АПВ для самозапусков двигателей при восстановлении напряжения.

Согласно НТП (п. 9.14.4) [3] применим ЗДЗ и УРОВ в ячейке КРУ линии к ЭД.

Все устройства защиты для ЭД сведем в таблицу 8.3.1.

Таблица 8.3.1- Виды РЗА ЭД 10 кВ

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
ТО	2хТТ трехрелейная схема	без ВВ
ТЗНП		без ВВ
ЗП		1 ступень на сигнал (перегрузка) 2 ступень на отключение (при блокировки)
АПВ		
ЗДЗ		С контролем тока ввода
УРОВ		На отключение рабочего и резервного вводов

Принимаем к установке терминал «Бреслер-0107.250» [17] предназначен для использования в качестве защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации двигателя мощностью до 5 МВт.

Функции защит:

Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ):

- первая и вторая ступени выполнены с независимой выдержкой времени, третья ступень – с зависимой или независимой выдержкой времени;
- загробление 1 ступени при включении выключателя;
- ускорение 2 и 3 ступеней при включении выключателя;
- ступени могут быть выполнены направленными (ОНМ выполнен по 90-градусной схеме);
- контроль пуска по минимальному напряжению и напряжению обратной последовательности.

Двухступенчатая защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ):

- первая ступень выполнена с независимой выдержкой времени может быть реализована по:
 - Напряжению НП;
 - Току НП;
 - Току НП и напряжению НП;
 - Направлению мощности НП.
- вторая ступень предусматривает возможность организации групповой защиты и может быть выполнена по току основной частоты или по току высших гармоник.

Функция определения поврежденного фидера (ОПФ) при ОЗЗ (только совместно микропроцессорной распределенной системой ОПФ Бреслер-0107.080.ОПФр)

- информация о токе и напряжении нулевой последовательности с терминалов защиты присоединений передается по цифровому каналу связи центральному терминалу Бреслер-0107.080.ОПФр, который благодаря широкому набору алгоритмов осуществляет выбор поврежденного присоединения с ОЗЗ.

Защита от несимметричного режима / обрыва фаз (ЗОФ)

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

- может быть выполнена как по току обратной последовательности, так и по коэффициенту несимметрии;

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

- устройство осуществляет прием сигналов от дуговой защиты с контролем пуска по току и/или напряжению;

Двухступенчатая защита минимального напряжения (ЗМН)

- выполнена с контролем трех линейных напряжений;

Защиты по мощности

- устройство реализует защиты по минимальной (при потере нагрузки) и обратной (для предотвращения подпитки двигателем места КЗ) активной мощности, по реактивной мощности (при выпадении из синхронизма).

Защита от асинхронного хода

- реализована на основе контроля биений в токе статора;

Защита от потери нагрузки

- может быть выполнена как по минимальной мощности, так и по минимальному току;

Защита от тепловой (термической) перегрузки

- содержит сигнальную и отключающую ступени. При отключении от тепловой защиты устройство блокирует включение двигателя до спадающего текущего нагрева до уровня, разрешающего последующий пуск двигателя;

Защита от затянутого пуска и блокировки ротора

- функция необходима для определения пуска под недопустимой нагрузкой и блокировки ротора в рабочем режиме;

Ограничение количества пусков

- устройство предусматривает ограничение по количеству последовательных пусков за заданный период времени и по времени между пусками;

Функция резервирования отказа выключателя (УРОВ)

- обеспечивает действие на вышестоящий выключатель;

Функции автоматики:

Автоматическое повторное включение (АПВ)

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

- однократное с возможностью запрета при действии на отключение от внутренних или внешних защит;

АЧР/ЧАПВ

- устройство осуществляет прием сигналов АЧР с возможностью внутреннего/внешнего пуска ЧАПВ

Функции управления:

Автоматика управления выключателем

- местное и дистанционное управление выключателем
- блокировка от многократных включений выключателя
- контроль готовности привода
- контроль исправности цепей управления
- контроль исправности цепей включения и отключения выключателя
- запрет на включение при отключении автомата ШП
- защита электромагнитов включения/отключения от длительного протекания тока.

8.4 Генератор 10 кВ

Для генераторов 10 кВ мощностью более 1 МВт по ПУЭ (п. 3.2.34) [1] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах;
- ОЗЗ в обмотке статора;
- ДЗЗ, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе во внешней сети;
- внешних КЗ;
- перегрузки обмотки статора.

Для защиты от м/ф КЗ в обмотке статора генератора выше 1 кВ мощностью более 1 МВт по ПУЭ (п. 3.2.36) [1] предусматривается продольная дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда).

Если ток ОЗЗ 5 А или более ПУЭ (п. 3.2.38) [1], для защиты генератора выше 1 кВ от ОЗЗ предусматривается ТЗНП если менее ничего не ставим.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Для защиты генераторов мощностью 1-30 МВт от внешних КЗ применяется МТЗ отстраиваемая от тока КЗ генератора, а ТО от тока КЗ системы ПУЭ (п. 3.2.43) [1]. При этом МТЗ следует делать двухступенчатой с двумя выдержками времени, первая ступень с меньшей выдержкой времени должна воздействовать на секционный выключатель.

В соответствие с требованиями НТП ПС (п. 9.14.4) [3] в ячейке КРУ присоединения генератора 10 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ. Основные защиты сведем в таблицу 8.4.1.

Таблица 8.4.1 – Основные защиты для генератора

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита	От м/ф КЗ в обмотке статора и на выводах
ТЗНП	если емкостной то равен или более 5А
МТЗ	От внешних КЗ
УРОВ	-
ЗДЗ	-

Производитель выбранный для всей подстанции не имеет специального шкафа для установки защиты с малой генерации поэтому ставим терминал фирмы ООО НПП «ЭКРА»[18].

Терминал ЭКРА 217 0101 предназначен для использования в качестве защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации генератора мощностью до 12 МВт.

Функции защит:

- дифференциальная токовая защита с торможением;
- МТЗ – трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных повреждений;
- контроль исправности цепей напряжения;
- ЗНР – защита от несимметричного режима:
 - по току обратной последовательности;

- по коэффициенту несимметрии;
- ЗОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю:
 - по напряжению нулевой последовательности;
 - по току нулевой последовательности;
- ЗМН – защита минимального напряжения;
- ЗПН – защита от повышения напряжения;
- ЗОМ – защита обратной мощности;
- ЗПВ БК – защита от потери возбуждения (с возможностью блокировки от качаний);
 - ЗИЧ – защита от изменения частоты;
 - ЗПР – защита ротора от перегрузок;
 - ЗПС – защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
 - ЗДЗ – защита от дуговых замыканий (прием и обработка команд от устройств дуговой защиты):
 - с контролем тока;
 - без контроля тока;
 - ЛЗШ – логическая защита шин;
 - ТЗОП – токовая защита обратной последовательности;
 - УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя с реле тока УРОВ.

Функции управления:

- АУВ – автоматика управления выключателем:
 - дистанционное управление от АСУ ТП;
 - местное управление;
 - блокировка от многократных включений;
 - контроль цепей управления;
 - блокировка от внешних цепей.

8.5 Вводной выключатель 10 кВ

Согласно НТП ФСК (п. 9.14.1) [3] на вводных выключателях РУ 10 кВ применяют:

- МТЗ (2хТТ, трехрелейная схема);

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

- ЗДЗ;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- УРОВ.

Если чувствительность МТЗ недостаточно можно поставить блокировку по напряжению. ЗМН подключается к ТН цеха и отключает его падение напряжения на шинах. Сведем в таблицу 8.5.1 основные защиты.

Таблица 8.5.1 - Виды РЗА вводного выключателя 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	На вводе секций ПС схема - полная звезда, прочих РУ - неполная звезда
ЗДЗ	На отключение
ЗМН	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода

Примем к установке терминал «Бреслер-0107.210» [17] предназначен для использования в качестве защит, автоматики, сигнализации и управления рабочего/резервного ввода на секцию шин.

Функции защит:

Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ):

- первая и вторая ступени выполнены с независимой выдержкой времени, третья ступень – с зависимой или независимой выдержкой времени;
- загрузка 1 ступени при включении выключателя;
- ускорение 2 и 3 ступеней при включении выключателя;
- ступени могут быть выполнены направленными (ОНМ выполнен по 90-градусной схеме);
- контроль пуск по минимальному напряжению и напряжению обратной последовательности.

Логическая защита шин (ЛЗШ)

- предусмотрена организация как параллельной, так и последовательной схемы ЛЗШ

- контроль пуска по минимальному напряжению и напряжению обратной последовательности.

Защита от несимметричного режима / обрыва фаз (ЗОФ)

- может быть выполнена как по току обратной последовательности, так и по коэффициенту несимметрии.

Защита минимального напряжения (ЗМН)

- выполнена с контролем трех линейных напряжений;
- контроль напряжения за выключателем ввода;

Защита от потери питания (ЗПП)

- выполнена с контролем снижения частоты и изменения направления мощности;

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

- устройство осуществляет прием сигналов от дуговой защиты с контролем пуска по току и/или напряжению.

Функция резервирования отказа выключателя (УРОВ)

- обеспечивает действие «на себя» и на вышестоящий выключатель.

Функции автоматики:

Автоматическое повторное включение (АПВ)

- однократное с возможностью запрета при действии на отключение от внутренних или внешних защит.

Автоматический ввод резерва (АВР)

- осуществляет включение секционного выключателя (резервного ввода) по факту отключенного состояния выключателя и наличия напряжения на резервном источнике питания;
- возможностью запрета при действии на отключение от внутренних или внешних защит.

Восстановление нормального режима (ВНР) после АВР

- предусмотрено два режима переключений при восстановлении нормальной схемы после АВР (с перерывом питания/без перерыва питания)

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

8.6 Трансформатор напряжения 10 кВ РУ цеха

Так как при повреждении ТН его дальнейшая работа не возможна, то для защиты трансформатора достаточно устройство однократного действия это предохранитель с плавкой ставкой. Однако ТН помимо собственного устройства защиты в своей ячейке может содержать элементы РЗА других элементов. Такими элементами являются [1]:

- УКИ (устройство контроля изоляции), фиксирует появление ОЗЗ на шинах РУ цеха и отходящих присоединений.
- блоки пуска тех МТЗ у которых реализована блокировка по напряжению.
- блоки ЗМН терминалов защит электродвигателей и вводно выключателя.

Терминал «Бреслер-0107.230» [17] предназначен для реализации групповых защит по напряжению/частоте, автоматики, сигнализации секции шин и устанавливается в ячейку секционного (шинного) трансформатора напряжения.

Функции защит:

Двухступенчатая защита минимального напряжения (ЗМН)

- выполнена с контролем трех линейных напряжений;
- контроль включенного положения секции шин.

Двухступенчатая защита от повышения напряжения (ЗПН)

- вторая ступень выполнена с регулируемым напряжением и временем возврата.

Двухступенчатая защита от повышения напряжения нулевой последовательности

- первая ступень предназначена для неселективной защиты от замыканий на землю, вторая – для защиты от феррорезонанса.

Защита от повышения частоты (ЗПЧ)

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

- устройство осуществляет прием сигналов от дуговой защиты с контролем пуска по напряжению.

АЧР/ЧАПВ

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

- три очереди АЧР-ЧАПВ, в каждой из которых предусмотрены две ступени АЧР-1 и АЧР-2, действующие на одно общее выходное реле (АЧР-1, совмещенное с АЧР-2);
- одну очередь АЧР по скорости изменения частоты для предотвращения лавины частоты и больших дефицитов мощности;
- импульсный и длительный режимы выдачи команд АЧР.

Автоматический ввод резерва (АВР)

- устройство формирует сигнал на отключение вводного выключателя;
- предусмотрен пуск АВР по напряжению и частоте;

8.7 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно ПУЭ (п. 3.2.129) [1] устанавливается двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ (МТЗ и ТО)

Согласно ПУЭ (п. 3.3.30) [1] обязательно предусматривается АВР.

Согласно НТП ПС (п. 9.14.2) [4] на секционных выключателях РУ устанавливают:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 8.7.1 – Основные виды защит для секционного выключателя

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ
АВР	От потери питания
ЗДЗ	С контролем тока вводов
УРОВ	На отключение ВВ

Примем к установке терминал «Бреслер-0107.220» [17] предназначен для использования в качестве защит, автоматики, сигнализации и управления секционного выключателя.

Функции защит:

Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ):

- первая и вторая ступени выполнены с независимой выдержкой времени, третья ступень – с зависимой или независимой выдержкой времени;
- заглубление 1 ступени при включении выключателя;
- ускорение 2 и 3 ступеней при включении выключателя;
- контроль пуска по напряжению (прием внешнего сигнала).

Логическая защита шин (ЛЗШ)

- предусмотрена организация как параллельной, так и последовательной схемы ЛЗШ

Защита от несимметричного режима / обрыва фаз (ЗОФ)

- может быть выполнена как по току обратной последовательности, так и по коэффициенту несимметрии.

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

- устройство осуществляет прием сигналов от дуговой защиты с контролем пуска по току и/или напряжению.

Функция резервирования отказа выключателя (УРОВ)

- обеспечивает действие «на себя» и на вышестоящий выключатель.

Функции автоматики:

Автоматический ввод резерва (АВР)

- осуществляет прием сигнала на включение от терминала защиты и автоматики рабочего ввода.
- возможностью запрета при действии на отключение от внутренних или внешних защит.

8.8 Шины 10 кВ

Согласно НТП ПС (п. 9.14.3) [3] на каждой секции шин 6-35 кВ устанавливается:

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

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

Согласно ПУЭ (п. 3.2.125) [1] если мощность подключенного генератора (каждого) меньше 12 МВт, то специальных защит не требуется.

Согласно ПУЭ (п. 3.3.79) [1] на шинах ГПП должно быть АЧР и ЧАПВ.

Сведем основные виды защит в таблицу 8.8.1.

Таблица 8.8.1- Виды РЗА секции шин 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	С контролем тока вводов
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
АЧР/ЧАПВ	На ТН секции

8.9 Трансформатор 110/10 кВ

Согласно ПУЭ такой трансформатор следует защищать от всех режимах и ситуаций описанных ранее для цехового трансформатора. Кроме описанных выше ситуаций следует предусмотреть защиту от повреждений в баке РПН и защиту от замыканий на ошиновки или сборных шинах примыкающих к трансформатору.

Так как на ПС установлены два трансформатора по АПВ не устанавливается.

Для резервирования отказа выключателей на стороне ВН устанавливается УРОВ. Реализуется на двух ступенях. Первая ступень действует без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя. Вторая ступень действует с выдержкой времени и контролем тока на отключение смежных присоединений с запретом АПВ. Основные защиты занесем в таблицу 8.9.1.

Таблица 8.9.1 - Принимаемые к установке виды РЗА

Вид РЗА	Исполнение	Примечание
Газовое реле	РГТ-80	
Струйное реле	РСТ-25	в баке РПН
ДЗТ	ДЗТ+ДО	
Резервные защиты	ТО+МТЗ	Устанавливается на выключатели
Защита от однофазных КЗ	ТНЗНП	Как дополнительная защита к ТНЗНП линий 110-220 кВ
Защита от перегрузки	ЗП	
Автоматика РПН		
АУВ	УРОВ+АУВ	

Устройство защиты типа «БреслерШТ 2108» [17] содержит комплект основных и резервных защит силового трансформатора 110 – 220 кВ и предназначено для защиты объекта от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего короткого замыкания.

Устройство защит типа «БреслерШТ 2108» содержит следующие виды защит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора с торможением (ДЗТ),
- предназначенную для защиты от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- дифференциальную токовую отсечку;
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего
- напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту на стороне ВН с пуском по напряжению;

- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и от органа
- направления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и от органа
- направления мощности;
- автоматическое ускорение МТЗ СН и НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защиту от перегрузки;
- пуск автоматики охлаждения;
- устройство блокировки РПН.

8.10 Воздушная линия 110 кВ

Для тупиковых ВЛ УРЗА устанавливаются со стороны питания. В данной работе ВЛ следует рассматривать, как линию с двухсторонним питанием, из за наличия малой генерации на подстанции.

Согласно ПУЭ (п. 3.2.106-3.2.108) [1] требуется РЗА при:

- однофазные и многофазные КЗ;
- асинхронный ход и качания;
- сохранение устойчивости энергосистемы.

Перечисленные пункты определяют требования к РЗА. Из первого пункта следует, что должна быть защита от междуфазных КЗ и однофазных КЗ. Из 2 пункта понимает что требуется чтобы блокировалась ложная работа защит при электрических, механических переходных процессах.

Асинхронный ход ЛЭП- когда частота на одном конце линии отличается от частоты на другом. При этом вектор напряжения начала проворачивается относительно конца.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Качания отключаются от асинхронного хода отсутствием проворачивания. При этом они так же сопровождаются колебаниями амплитуды тока, что требует блокировку РЗА.

Третий пункт сохранения устойчивости определяет требования к быстродействию РЗА линии.

На линиях особоответственных отходящих от электростанций следует устанавливать 2 комплекта основной защиты. Аналогичные требования предъявляются в ФСК и к линиям с односторонним питанием если они ответственные. Обязательна установка УРОВ на всех выключателях.

Согласно ПУЭ (п. 3.2.111-115-116) [1] виды защит ВЧ защита или ДЗЛ (основная от всех видов), ТНЗНП от однофазных КЗ, ступенчатая ДЗ.

Согласно ПУЭ (п. 3.3.2-3.3.6-3.3.9-3.3.10) [1] обязательна установка АПВ на всех ВЛЭП. Если линия с двухсторонним питанием устанавливаем двухкратное АПВ с проверкой синхронизма.

Без расчета устойчивости достаточно придерживаться ПУЭ (п. 3.2.108)[1] на всех линиях с двусторонним питанием должна быть установлена основная защита без замедлений. Основные виды защит представлены в таблице 8.10.1.

Таблица 8.10.1 - Принимаемые к установке виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
ДЗЛ	от всех видов
Ступенчатая ДЗ	Резервная, 3 ступени
ТНЗНП	от о/ф КЗ
АПВ	Двухкратное

Принимаем к установке терминал защиты типа «ТОР 300 ДЗЛ 52Х» [17] содержит продольную дифференциальную защиту и комплект ступенчатых защит присоединений 110-220 кВ. Так как терминал уже включает в себя и основную и резервную защиту то принимаем в качестве основной и резервной защиты этот же терминал.

Устройство содержит:

- продольную дифференциальную токовую защиту (ДЗЛ);

- три ступени дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных и земляных замыканий;
- четыре ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- алгоритмы ускорения ДЗ и ТНЗНП и телеотключения по каналам связи с защитой на противоположном конце линии;
- токовую отсечку (ТО);
- ненаправленную максимальную токовую защиту (МТЗ);
- блокировку при неисправности цепей напряжения (БНН);
- защиту от обрыва проводника (ЗОП);
- функцию резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- автоматическую разгрузку при перегрузке по току (АРПТ).

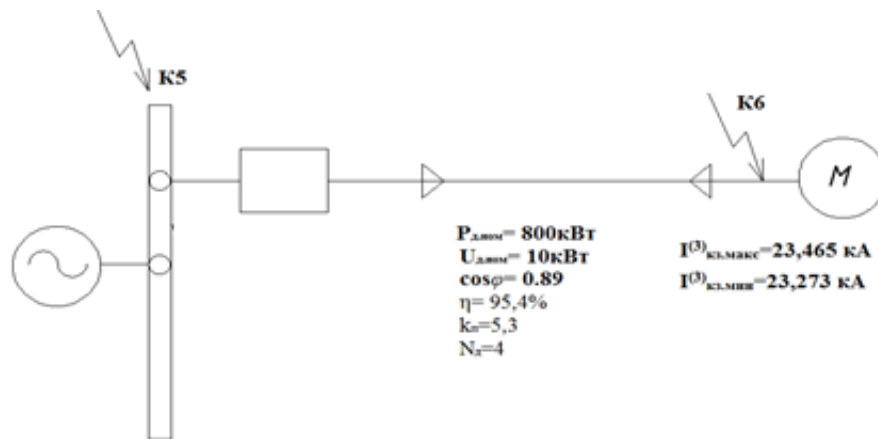
					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

9 РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА

9.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ

9.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ

Для расчета рассмотрим схему подключения ЭД представленная на рисунке 9.1.1.1.



9.1.1.1 Токовая отсечка ЭД

Токовая отсечка реализуется на первой ступени МТЗ. Выполняем защиту ненаправленной, без пуска по напряжению. Выдержку времени задаем минимально возможной.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{с.о.д} = k_n \cdot k_p \cdot I_{ном.дв},$$

где k_n – коэффициент надежности принимаем равным 1,25 по пункту 2.4.1 [19];

$k_{пуск}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,3;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta};$$
$$I_{д.ном} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,89 \cdot 0,954} = 51,81 \text{ А.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.092.00 ПЗ

Лист

59

Находим токовую отсечку подставляя найденные значения:

$$I_{с.о.д} = 1,25 \cdot 5,3 \cdot 51,81 = 343,232 \text{ А.}$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится по пункту 5.3.47 [1] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз.мин}^{(3)} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)};$$

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{23273}{343,232} \cdot 1 = 58,72,$$

где $k_{от.ч.сх}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ по УРЗА ЭД к двухфазным КЗ.

Расчетный коэффициент чувствительности по [1] больше как нормативного, так и рекомендованного – 2.

Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

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

$$I_{с.о.д(2)} = \frac{343,232}{60} \cdot 1 = 5,721 \text{ А,}$$

$$\text{где } n_T = \frac{k_n I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{5,3 \cdot 51,81}{5} = \frac{274,593}{5} = \frac{300}{5} = 60,$$

где $I_{1.ном.тт} > I_{д.ном}$ – первичный номинальный ток фазного ТТ [20] должен быть больше номинального тока ЭД;

$I_{2.ном.тт} = 5 \text{ А}$ – выбранный вторичный ток фазного ТТ;

$k_{сх}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда с доп. реле в обратном проводе для трехфазного режима работы.

$$I_{о.уст} = \frac{I_{с.о.д(2)}}{n_T};$$

$$I_{о.уст} = \frac{5,721}{5} = 1,144 \text{ А.}$$

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

Время срабатывания защиты принимаем минимальным $t_{с.з.}=0,05$

9.1.1.2 Защита от перегрузок

Выполним защиту от технологической перегрузки на третьей ненаправленной ступени МТЗ (МТЗ-3) с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Такой вариант выполнения защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует пункту 5.3.49 [1].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п.д} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot 1,1I_{д.ном};$$
$$I_{с.з.п.д} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1,1 \cdot 51,81 = 62,99 \text{ А.}$$

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95 [17].

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{с.з.п.д(2)} = \frac{I_{с.з.п.д}}{n_T} k_{сх}^{(3)};$$
$$I_{с.з.п.д(2)} = \frac{62,99}{60} \cdot 1 = 1,049 \text{ А.}$$

Уставка защиты от перегрузки:

$$I_{п.д.уст} = \frac{I_{с.з.п.д(2)}}{I_{2.ном.тт}};$$
$$I_{п.д.уст} = \frac{1,049}{5} = 0,21.$$

При такой кратности тока, выдержка времени ЗП должна быть больше времени пуска ЭД:

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

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

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

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

9.1.1.3 Защита минимального напряжения

Так как устройство Р241 самостоятельно измеряет напряжение, то ЗМН реализуется непосредственно терминалом. Часть ЭД секции при снижении напряжения на шинах отключается с последующим АПВ после самозапуска ЭД ответственных механизмов. Предположим, что рассматриваемый ЭД должен отключаться при снижении напряжения дольше определенного времени.

В соответствии с [1], напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{с.ЗМН(2)} = 0,7U_{ном.} = 70 \text{ В.}$$

В соответствии с [1], выдержка времени ЗМН должна быть отстроена (быть на ступень больше) от быстродействующих защит трансформаторов 10/0,4 кВ и ЭД 10 кВ, т.е. ТО в диапазоне 0,5...1,5 с. Принимаем меньшее значение ZЗМН равно 0,55 с.

9.1.1.4 УРОВ

Уставки УРОВ вычисляются по методике [16].

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [15]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{д.ном} = 0,05 \cdot 51,81 = 2,6 \text{ А.}$$

Значение уставки:

$$I_{уров.уст} = \frac{I_{уров}}{n_T} k_{сх}^{(3)} = \frac{2,6}{60} 1 = 0,06 \text{ А.}$$

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

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ}} + t_{\text{ЗАП}}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ — время отключения выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ — время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ}}$ — погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{ЗАП}}$ — время запаса, равное 0,1 с.

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

Все параметры уставок сведем в таблицу 9.1.1.4.

Таблица 9.1.1.4.1- Таблица уставок защит ЭД

Уставка	Диапазон	Расчётное значение
$I_{\underline{}}$	$(0,4 \dots 40)I_{\text{НОМ.}}$	1,2
ЗИО	$(0,01 \dots 10,0)I_{\text{НОМ.}}$	0,21
$T_{\text{ср}}$	$(0,05 \dots 100,0)\text{с}$	13
U	$(0,05 \dots 1)U_{\text{НОМ}}$	0,7
$T_{\text{ср}}$	$(0,05 \dots 100)\text{с}$	0,55
I УРОВ	$(0,05 \dots 1)I_{\text{НОМ.}}$	0,06
T УРОВ	$(0,1 \dots 2)\text{с}$	0,23

Схема подключения вторичных цепей показана на рисунке 9.1.1.4.1.

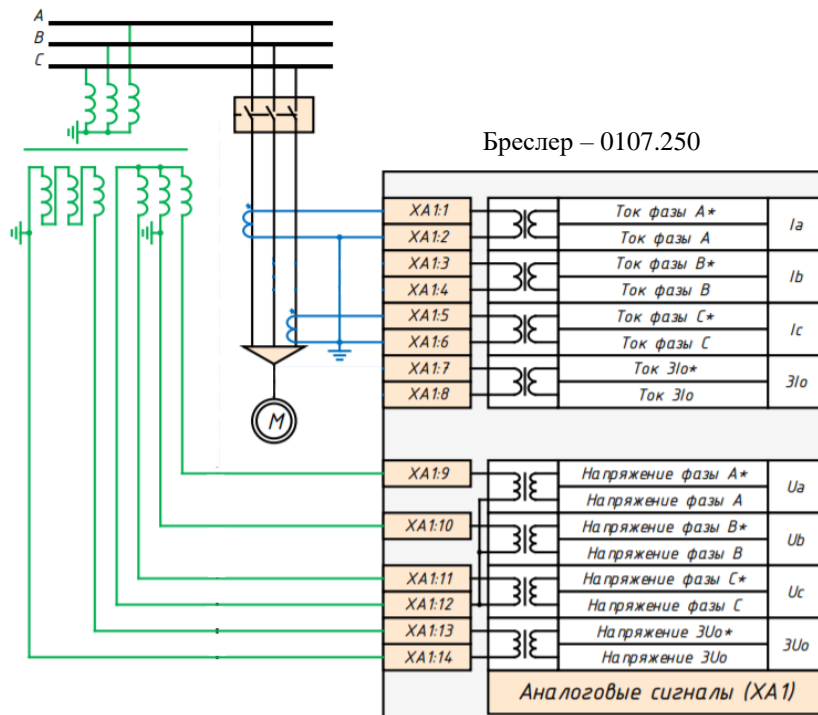


Рисунок 9.1.1.4.1- Подключение вторичных цепей

9.1.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ.

Перед началом расчета рассмотрим схему подключения трансформатора представленная на рисунке 9.1.2.1.

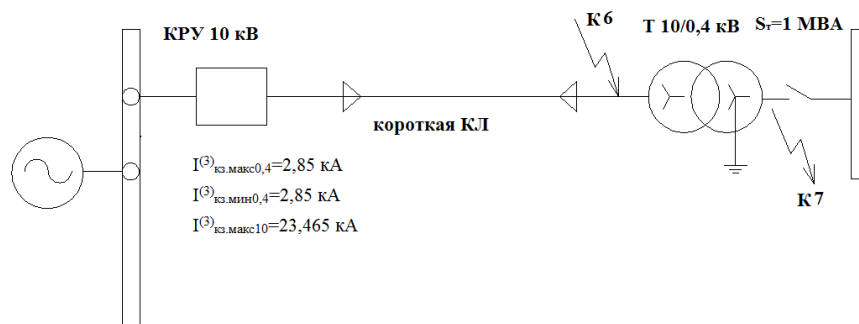


Рисунок 9.1.2.1- Подключение трансформатора 10/0,4 кВ к КРУ

9.1.2.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО Т целесообразно использовать 1 ступень ТО (ТО-1). В зону действия ТО войдут выводы обмотки ВН (10 кВ), часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне ВН (10 кВ).

Сначала рассчитаем ток однофазного КЗ, ручным методом через схему замещения.

$$Z_{1G} = \frac{E_G}{\sqrt{3} I_{K.МАКС.ВН}^{(3)}} \left(\frac{U_{СР.НОМ.НН}}{U_{СР.НОМ.ВН}} \right)^2 ;$$

$$Z_{1G} = \frac{10,5}{\sqrt{3} 2850} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 3,091 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

Значение $\frac{1}{3} Z_{1T}$ взятые из [21] приведенное к стороне 0,4 кВ приводятся во многих справочных пособиях, для заданного нашего трансформатора $\frac{1}{3} Z_{1T} = 0,027 \text{ Ом}$, из этого следует что $Z_{1T} = 0,081 \text{ Ом}$.

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4кВ с учетом сопротивления питающей сити:

$$I_{K3.МИН.НН}^{(1)} = \frac{3U_{СР.НОМ.НН}}{2Z_{1G} + Z_{1T}} ;$$

$$I_{K3.МИН.НН}^{(1)} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 3.091 \cdot 10^{-3} + 0.081} = 7914,5 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{K3.МИН.ВН}^{(1)} = \frac{I_{K3.МИН.НН}^{(1)}}{\left(\frac{U_{СР.НОМ.ВН}}{U_{СР.НОМ.НН}} \right)} ;$$

$$I_{K3.МИН.ВН}^{(1)} = \frac{7914,5}{\left(\frac{10,5}{0,4} \right)} = 302 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО Т – $I_{O.T}$ выбирается по двум условиям.

1 условие – $I_{O.T}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0.4 кВ):

$$I_{C.O.(1)} = k_H \cdot I_{K.МАКС.НН}^{(3)}$$

где k_H - коэффициент надежности 1,1 по [22].

2 условие – $I_{O.T}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включение трансформатора под напряжение:

$$I_{C.O.(2)} = k_H \cdot I_{T.РАБ.МАХ}$$

где k_H – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при включении выключателя трансформатора по [22] принимается равным 6;

$I_{Т.РАБ.МАХ}$ – рабочий максимальный ток трансформатора.

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{Т.РАБ.МАХ} = \frac{k_{\Pi} S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ.ВН}};$$

$$I_{Т.РАБ.МАХ} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

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

$$I_{С.О.(2)} = k_H \cdot I_{Т.РАБ.МАХ};$$

$$I_{С.О.(2)} = 6 \cdot 80,8 = 485 \text{ А.}$$

За окончательный ток срабатывания ТО выбирается большее из токов, рассчитанных по 1 и 2 условиям:

$$I_{О.Т} = \max\{I_{С.О.(1)}; I_{С.О.(2)}\} = \max\{3135; 485\} = 3135 \text{ А.}$$

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ КРУ.

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{Т.РАБ.МАХ} = \frac{k_{\Pi} S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ.ВН}};$$

$$I_{Т.РАБ.МАХ} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ - ТОЛ-СЭЩ-10 по [16].

$$I_{1.НОМ.ТТ} = 100 \text{ А}, I_{2.НОМ.ТТ} = 5 \text{ А};$$

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = 20;$$

$$I_{С.О.(2)} = \frac{I_{С.О.}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)};$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$I_{C.O.(2)} = \frac{3135}{20} \cdot 1 = 156,75 \text{ A,}$$

где $k_{CX}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы.

Уставка:

$$I_{C.O.O.E.} = \frac{I_{C.O.(2)}}{I_{2.HOM.TT.}};$$

$$I_{C.O.O.E.} = \frac{156,75}{5} = 31,35.$$

Оценим коэффициент чувствительность ТО:

$$k_{ч} = \frac{I_{K3.MAKC.BH}^{(3)}}{I_{K3.MAKC.BH10}^{(3)}} \cdot k_{OT.C.CX}^{(2)};$$

$$k_{ч} = \frac{23465}{3135} \cdot 1 = 7,49 \geq 1,2,$$

где $k_{OT.C.CX}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ.

Коэффициент чувствительности проходит.

Выдержка времени ТО принимаем наименьшую $t_{O.T} = 0,05 \text{ с.}$

9.1.2.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от максимального тока нагрузки (с учетом работы АВР секционного автомата 0,4 кВ, тогда трансформатор будет работать с перегрузкой 140% $I_{T.HOM.BH}$) и токов самозапуска ЭД на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{C.3.} = \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{T.PAB.MAKC.};$$

$$I_{C.3.} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 80,8 = 133 \text{ A.}$$

где $k_H = 1.2$ – коэффициент надежности [15];

$k_C = 1.3$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого устройства.

Оценим коэффициент чувствительность МТЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.МИН.НН10}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.}}^{(2)};$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2850}{133} \cdot 1 = 26,252 \geq 1,5.$$

где $k_{\text{от.ч.сх.}}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{с.з.}(2)} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)};$$
$$I_{\text{с.з.}(2)} = \frac{133}{20} \cdot 1 = 6,64 \text{ А.}$$

Уставка:

$$I_{\text{с.з.о.е.}} = \frac{I_{\text{с.з.}(2)}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ.}}};$$
$$I_{\text{с.з.о.е.}} = \frac{6,64}{5} = 1,39.$$

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

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t,$$

где Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_{\text{откл.авт.вв}} + t_{\text{погр.авт.вв}} + t_{\text{погр.терм.Т}} + t_{\text{возв.МТЗ Т}} + t_{\text{зап.}};$$
$$\Delta t = 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с.}$$

Округлим и возьмем ступень селективности равной 0,3 с.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Зная все нужные параметры рассчитываем уставку МТЗ:

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

9.1.2.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{С.З.П.}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}};$$
$$I_{\text{С.З.П.}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 57,7 = 63,8 \text{ А,}$$

где $k_{\text{ОТС}} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{Т.НОМ.ВН}}};$$
$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.Т(2)}} = \frac{I_{\text{С.З.П.}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)};$$
$$I_{\text{ЗП.Т(2)}} = \frac{63,8}{20} \cdot 1 = 3,19 \text{ А.}$$

Уставка:

$$I_{\text{С.З.О.Е.}} = \frac{I_{\text{С.З.П.}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}};$$
$$I_{\text{С.З.О.Е.}} = \frac{3,19}{5} = 0,638.$$

Выдержка времени защиты от перегрузки выбирается на ступень селективности больше времени срабатывания МТЗ трансформатора:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$t_{П.Т} = t_{МТЗ.Т} + \Delta t;$$

$$t_{П.Т} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

9.1.2.4 УРОВ

По методике [16] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{Т.НОМ} = 0,05 \cdot 57,7 = 2,89 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} = \frac{2,89}{20} = 0,144 \text{ А.}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

Все данные уставок сведем в таблицу 9.1.2.4.1.

Таблица 9.1.2.4.1- Таблица уставок защит

Уставка	Диапазон	Расчётное значение
I	$(0,4 \dots 40)I_{НОМ.}$	31,4
I-2	$(0,02 \dots 40,0)I_{НОМ.}$	1,39
ЗЮ	$(0,01 \dots 10,0)I_{НОМ.}$	0,64
$T_{ср}$	$(0,05 \dots 100)\text{с}$	0,8
I УРОВ	$(0,05 \dots 1)I_{НОМ.}$	0,144
T УРОВ	$(0,1 \dots 2)\text{с}$	0,25

Цепи вторичных цепей подключения показаны на рисунке 9.1.2.4.1.

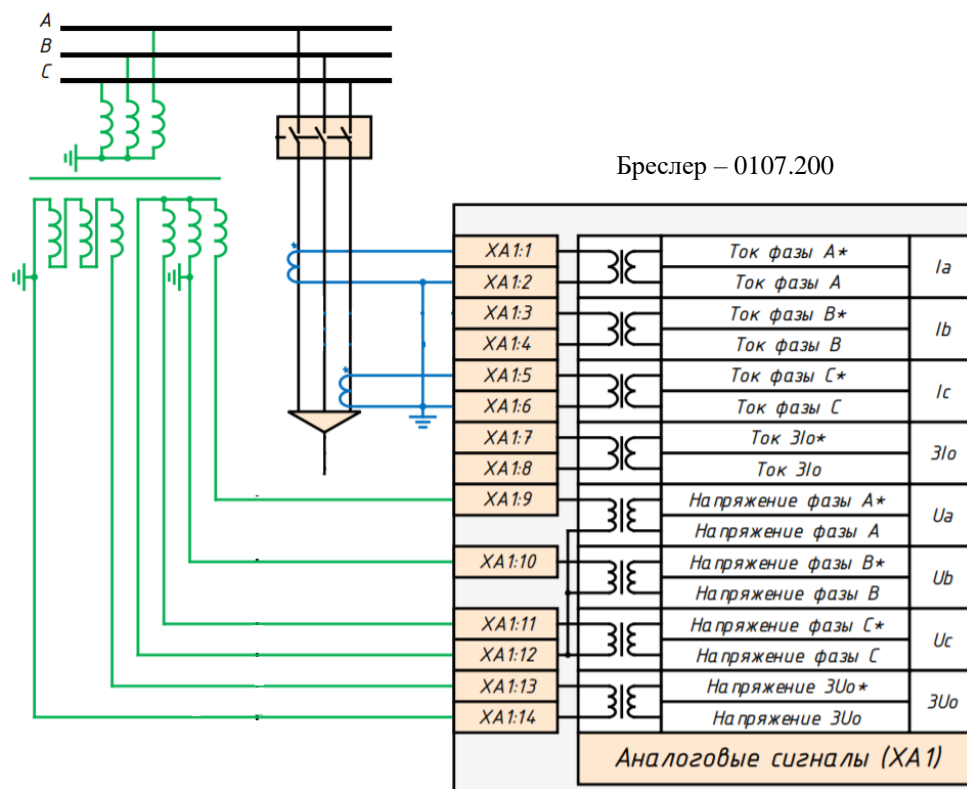


Рисунок 9.1.2.4.1- Подключение вторичных цепей

9.1.3 Кабельная линии 10 кВ

На рисунке 9.1.3.1 представлена схема подключения кабельной линии для дальнейшего расчета.

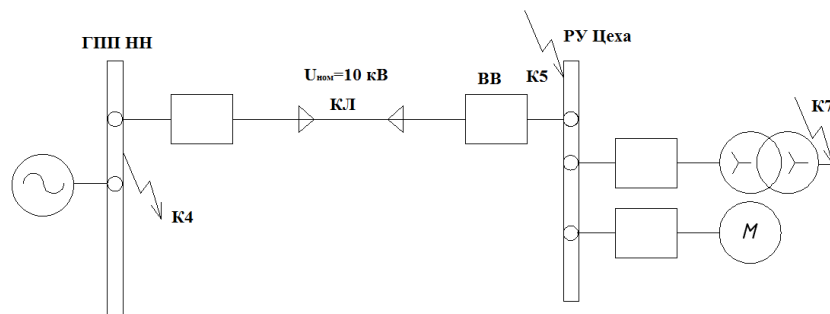


Рисунок 9.1.3.1- КЛ питающая РУ цеха

9.1.3.1 ТО

Ток срабатывания токовой отсечки КЛ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{C.O.(1)} \geq k_H \cdot I_{K3.MAKC.K5}^{(3)},$$

где k_H – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени установленных на ЛЭП и трансформаторах, при использовании цифровых реле, можно принять 1,1-1,15 по [21];

$I_{K3.MAKC.K5}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемого объекта в максимальном режиме работы системы.

$$I_{C.O.(1)} = 1,15 \cdot 23465 = 26984,75 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{C.O.2} = \frac{I_{C.O.1}}{n_T} = \frac{26984,75}{100} = 225 \text{ А.}$$

9.1.3.2 МТЗ

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступень МТЗ. Выполним МТЗ на МТЗ-2 – второй ступени МТЗ.

Так как ТОВВ по расчету является основной защитой КЛ, то в данном случае МТЗ выполняет функцию дальнего резервирования. В связи с этим, целесообразно выдержку времени сделать независимой.

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

$$I_{C.3.(1)} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ},$$

где $k_H = 1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле [22];

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

k_3 – коэффициент самозапуска нагрузки.

Коэффициент самозапуска для КЛ к РУ цеха может быть определен как:

									Лист
									72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ				

$$k_3 = \frac{S_{СЗ}}{S_{РАБ.МАКС.КЛ}} = \frac{K_{П} \cdot N_{СЗ} \cdot S_{Д.НОМ} + N_{Т} \cdot S_{Т.НОМ}}{N_{Д} \cdot S_{Д.НОМ} + N_{Т} \cdot S_{Т.НОМ}},$$

где $N_{СЗ}$ – количество ЭД участвующих в самозапуске.

$$k_3 = \frac{S_{СЗ}}{S_{РАБ.МАКС.КЛ}};$$

$$k_3 = \frac{5,3 \cdot 4 \cdot 942 + 4 \cdot 1000}{4 \cdot 942 + 4 \cdot 1000} = 3,086;$$

$$I_{С.З.(1)} = \frac{1,1 \cdot 3,086}{0,95} \cdot 448,54 = 1602,75 \text{ А.}$$

Так как РУ цеха подключено через вводной выключатель, требуется согласование тока срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ ВВ:

$$I_{С.З.(2)} \geq k_{НС} \cdot I_{МТЗ.ВВ};$$

$$I_{С.З.(2)} = 1,1 \cdot 1602,75 = 1763,025 \text{ А,}$$

где $k_{НС} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования;

$I_{МТЗ.ВВ}$ – ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранной по первому условию.

Принимаем уставку наибольшую из двух значений.

Оценим чувствительность МТЗ КЛ.

Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах РУ цеха:

$$k_{ЧОЗД} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ.МИН.КЗ}^{(3)}}{I_{С.З.}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.}^{(2)};$$

$$k_{ЧОЗД} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23273}{1763,025} \cdot 1 = 11,43 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, пуск по напряжению не требуется.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме за трансформатором 10/0,4 кВ, подключенном к шинам РУ цеха:

$$k_{\text{чЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.МИН.НН10}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.}}^{(2)};$$

$$k_{\text{чЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2850}{1763,025} \cdot 1 = 1,399 \geq 1,2.$$

Коэффициент больше допустимого по этому проходит.

Допускается обеспечивать селективность между МТЗ КЛ и предохранителем 10 кВ ТСН при токе двухфазного КЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме. За расчетное принимается значение ТКЗ, уменьшенное на 20%, поскольку стандарт допускает 20% разброс по току времятоковых характеристик предохранителей выше 1000 В. Таким образом, расчетный ток определяется по выражению:

$$I_{\text{РАСЧ}} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.МИН.КЗ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{РАСЧ}} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} 23273 = 16124 \text{ А.}$$

Рассчитаем выдержку времени:

$$t_{\text{МТЗВВ}} = t_{\text{П.Т}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{МТЗВВ}} = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К35:

$$t_{\text{МТЗКЛ}} = t_{\text{МТЗВВ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{МТЗКЛ}} = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К35 составит:

$$k_{\text{Т5}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.К5}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}};$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$k_{T5} = \frac{23465}{1763,025} = 13,31.$$

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов:

$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P,$$

где t – расчетная выдержка времени МТЗ;

I – ток, подведенный к терминалу;

I_P – уставка МТЗ по току;

T_P – уставка МТЗ по времени.

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

$$T_P = \frac{t_{\text{МТЗ.КЛ}}}{80} \cdot ((k_{T5})^2 - 1);$$

$$T_P = \frac{1,1}{80} \cdot ((13,31)^2 - 1) = 2,42 \text{ с.}$$

Доступный диапазон 0,05...3,2 с по [23].

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале линии:

$$t_{\text{КЗ4}} = \frac{80}{\left(\frac{I_{\text{КЗ.МАКС.К4}}^{(3)}}{I_{\text{С.Р}}}\right)^2 - 1} \cdot T_P;$$

$$t_{\text{КЗ4}} = \frac{80}{\left(\frac{30124}{1763,025}\right)^2 - 1} \cdot 2,42 = 0,666 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ(2)}} = \frac{I_{\text{С.З.}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{МТЗ(2)}} = \frac{1763,025}{100} \cdot 1 = 17,63 \text{ А.}$$

9.1.3.3 УРОВ

По методике [16] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,05 \cdot 448 = 22,421 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{22,421}{100} = 0,224 \text{ А.}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

Все данные уставок сведем в таблицу 9.1.3.3.1.

Таблица 9.1.3.3.1- Таблица уставок защит

Уставка	Диапазон	Расчётное значение
I	$(0,4 \dots 40)I_{\text{НОМ.}}$	3,6
T _{ср}	$(0,05 \dots 100)\text{с}$	0,7
I УРОВ	$(0,05 \dots 1)I_{\text{НОМ.}}$	0,224
T УРОВ	$(0,1 \dots 2)\text{с}$	0,25

Вторичные цепи показана на рисунке 9.1.3.3.1.

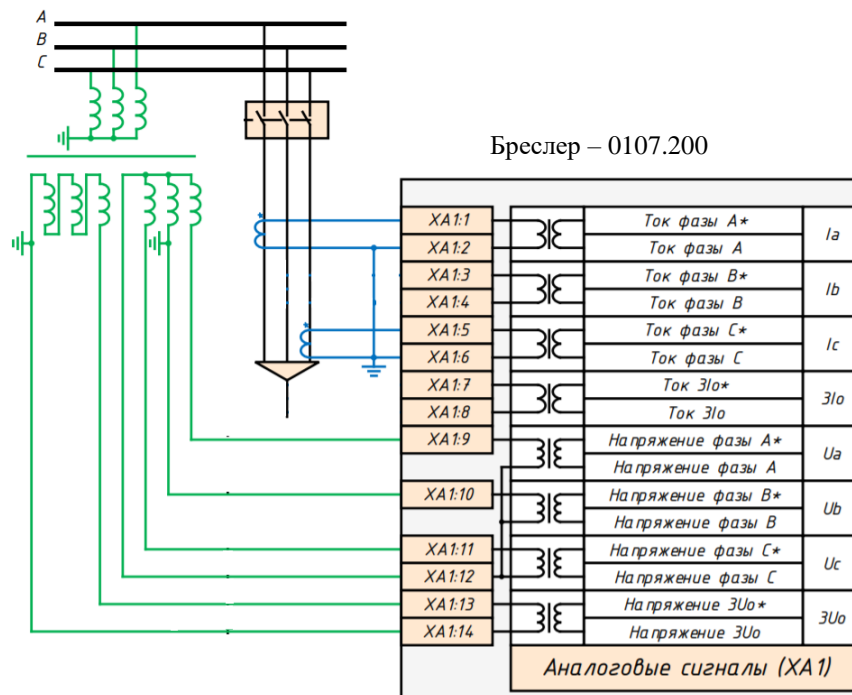


Рисунок 9.1.3.3.1- Подключение вторичных цепей

9.1.4 Секционный выключатель 10 кВ

9.1.4.1 Логическая защита шин

Логическая защита шин СВ представляет собой ТО с небольшой выдержкой времени, блокируемую по внешнему дискретному сигналу при пуске МТЗ любого из присоединений системы шин НН.

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)}$$

$$I_{\text{ЛЗШ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{29795}{1.5} \cdot 1 = 17202 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток протекает через СВ равен максимальному суммарному току нагрузки секции. Будем считать, что к каждой из секций подключены по две КЛ, питающие РУ цехов с нагрузкой такой же, как в предыдущем примере, следовательно:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = 2I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 2 \cdot 448,54 = 897,08 \text{ А.}$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации 1000/5 А.

Вторичный ток срабатывания ПО ЛЗШ:

$$I_{\text{ПО.ЛЗШ(2)}} = \frac{I_{\text{ПО.ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}};$$

$$I_{\text{ПО.ЛЗШ(2)}} = \frac{17202}{200} \cdot 1 = 86,01 \text{ А.}$$

Уставка:

$$I_{\text{ПО.ЛЗШ.О.Е.}} = \frac{I_{\text{ПО.ЛЗШ(2)}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ.}}};$$

$$I_{\text{ПО.ЛЗШ.О.Е.}} = \frac{86,01}{5} = 17,202.$$

Выдержка времени ПО ЛЗШ должна быть больше времени пуска направленных и ненаправленных МТЗ присоединений секций, а также времени срабатывания ДЗТ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} = t_{\text{ДЗТ}} + t_{\text{ЗАП}};$$

$$t_{\text{ЛЗШ}} = 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ДЗТ}}$ - время срабатывания ДЗТ составляет 0,04 с.

9.1.4.2 МТЗ

В рассматриваем УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ -1.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

Отстройка от суммарного максимального тока 1 или 2 секции (какой больше), в данном случае нагрузка цехов одинакова:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(1)}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}};$$

$$I_{\text{МТЗ.СВ(1)}} = \frac{1,1 \cdot 3,086}{0,97} \cdot 897 = 3139 \text{ А,}$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

где $k_H = 1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле;

$k_B = 0,97$ – коэффициент возврата ИО по току [17];

k_{C3} - коэффициент самозапуска нагрузки цеха 3,086.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя.

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце КЛ:

$$k_{ч.МТЗ.СВ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН.НН.ПС}^{(3)}}{I_{МТЗ.СВ}} \cdot k_{от.ч.СХ}^{(2)}$$
$$k_{ч.МТЗ.СВ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23273}{3139} \cdot 1 = 6,42.$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{МТЗ.СВ(2)} = \frac{I_{МТЗ.СВ(1)}}{n_T} \cdot k_{СХ};$$
$$I_{МТЗ.СВ(2)} = \frac{3139}{200} \cdot 1 = 15,695 \text{ А.}$$

Уставка по току защиты:

$$I_{МТЗ.СВ.О.Е.} = \frac{I_{МТЗ.СВ(2)}}{I_{2.НОМ.ТТ.}}$$
$$I_{МТЗ.СВ.О.Е.} = \frac{15,695}{5} = 3,139.$$

Степень селективности:

$$\Delta t = t_{откл.в} + 2t_{погр.МТЗ} + t_{возв.МТЗ} + t_{зап.};$$
$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,03 + 0,001 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Округлим степень селективности до 0,25 с.

Расчетная выдержка времени МТЗ:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$t_{\text{MT3.CB.}} = t_{\text{MT3.КЛ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{MT3.CB.}} = 0,66 + 0,25 = 0,91 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ СВ при КЗ в точке КЗ1 (на шинах НН ГПП) составит:

$$k_{\text{T4}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС.К4}}^{(3)}}{I_{\text{С.З.}}};$$

$$k_{\text{T4}} = \frac{30124}{3139} = 9,596.$$

Уставка (TDM) по времени (округление до 2 цифр после запятой):

$$T_P = \frac{t_{\text{MT3.CB.}}}{80} \cdot ((k_{\text{T4}})^2 - 1);$$

$$T_P = \frac{0,91}{80} \cdot ((9,596)^2 - 1) = 1,036 \text{ с.}$$

Выдержка времени МТЗ СВ при максимальном ТКЗ в конце линии:

$$t_{\text{КЗ4}} = \frac{80}{\left(\frac{I_{\text{КЗ.МАКС.К4}}^{(3)}}{I_{\text{С.Р}}}\right)^2 - 1} \cdot T_P;$$

$$t_{\text{КЗ4}} = \frac{80}{\left(\frac{23465}{3139}\right)^2 - 1} \cdot 1,036 = 1,51 \text{ с.}$$

9.1.4.3 Автоматический ввод резерва

При исчезновении напряжения на 1 или 2 секции шин срабатывает ЗМН терминала соответствующего ВВ, посылая сигнал в терминал СВ. После отключения ВВ сигнал также поступает в терминал СВ, вызывая пуск команды на включение СВ выключателя. АВР может быть выведен из работы УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ при необходимости.

Однократность АВР обеспечивает таймер однократности включения, снимающий сигнал АВР на включение СВ после выдержки времени, достаточной для его включения:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$t_{0.В.АВР} = t_{ВКЛ.СВ} + t_{ЗАП} = 0,07 + 0,1 = 0,17 \text{ с,}$$

где $t_{ВКЛ.СВ}$ – время включения выключателя, по данным [24] составляет 70 мс. Округлим выдержку времени таймера однократности включения до 0,2с.

9.1.4.4 УРОВ

Ток срабатывания:

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.СВ} = 0,05 \cdot 897,08 = 44,86 \text{ А.}$$

Время срабатывания:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ПОГРЕШ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП} = 0,05 + 0,035 + 0,05 + 0,1 = 0,24 \text{ с.}$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ — время отключения выключателя, равное 0,05 [21];

$t_{ВОЗВ}$ — время возврата, равное 0,035;

$t_{ПОГРЕШ}$ — погрешность органа времени, равное 0,05 с;

$t_{ЗАП}$ — время запаса примем 0,1 с.

Все данные уставок сведем в таблицу 9.1.4.4.1.

Таблица 9.1.4.4.1- Таблица уставок защит

Уставка	Диапазон	Расчётное значение
I ЛЗШ	$(0,2...40)I_{НОМ.}$	17,2
$T_{ср}$	$(0,05...2,0)с$	0,15
I	$(0,04...40,0)I_{НОМ.}$	3,14
$T_{ср}$	$(0,0...10)с$	0,91
I УРОВ	$(0,05...1)I_{НОМ.}$	0,224
T УРОВ	$(0,1...2)с$	0,24

Схема вторичных цепей подключения показана на рисунке 9.1.4.4.1.

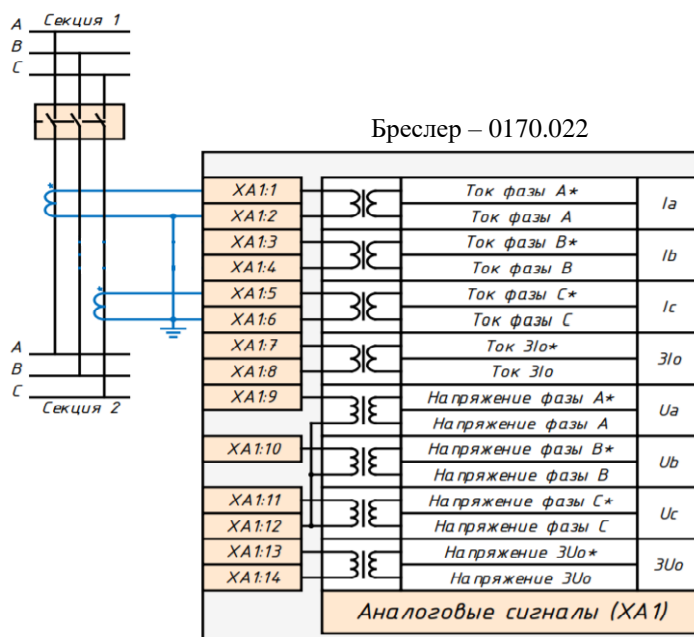


Рисунок 9.1.4.4.1- Подключение вторичных цепей

9.1.5 Вводной выключатель 10 кВ

9.1.5.1 1 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ -1 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 3139 = 3452,9 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)}$$

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 29795}{3452,9} \cdot 1 = 7,473.$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительность в ОЗД больше нормативного значения, значит пуск по напряжению не требуется.

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{МТЗ-1.ВВ}}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)};$$

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23273}{3452,9} \cdot 1 = 5,832.$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТШЛ-СЭЩ 10 с
 $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 1000 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 1000/5$.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ-1.ВВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ(2)}} = \frac{3452,9}{200} \cdot 1 = 17,265 \text{ А}.$$

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений. В данном случае от времени срабатывания МТЗ СВ.

Так как выдержка времени МТЗ СВ независимая, МТЗ ВВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ СВ на ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = 0,91 + 0,25 = 1,16 \text{ с}.$$

Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = I_{\text{МТЗ-2.ВВ}} = 17,265 \text{ А}.$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

$$I_{\text{МТЗ-2.ВВ}} = t_{\text{уст.макс}} = 100 \text{ с}.$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорение равна минимально допустимой:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$I_{\text{МТЗ-2.УСКОР}} = t_{\text{УСТ.УСКОР}} = 0,1 \text{ с.}$$

9.1.5.2 ЛЗШ

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)};$$

$$I_{\text{ЛЗШ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10731}{1.5} \cdot 1 = 6196 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ.СВ(2)}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ.СВ}}}{n_{\text{T}}};$$

$$I_{\text{ЛЗШ.СВ(2)}} = \frac{6196}{200} = 30,98.$$

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}};$$

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с.}$$

9.1.5.3 УРОВ

По методике [16] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{ВВ.НОМ}} = 0,05 \cdot 1794,2 = 89708 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{89708}{200} = 0,45 \text{ А.}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

Все данные уставок сведем в таблицу 9.1.5.3.1.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Таблица 9.1.5.3.1- Таблица уставок зашит

Уставка	Диапазон	Расчётное значение
I ЛЗШ	$(0,2 \dots 40)I_{НОМ.}$	31
$T_{ср}$	$(0,05 \dots 2,0)c$	0,25
I	$(0,04 \dots 40,0)I_{НОМ.}$	3,45
$T_{ср}$	$(0,0 \dots 10)c$	1,16
I-2	$(0,02 \dots 40,0)I_{НОМ.}$	3,45
$T_{ср}$	$(0,0 \dots 100)c$	100
I УРОВ	$(0,05 \dots 1)I_{НОМ.}$	0,45
T УРОВ	$(0,1 \dots 2)c$	0,25

На рисунке 9.1.5.3.1 представлена схема подключения вторичных цепей.

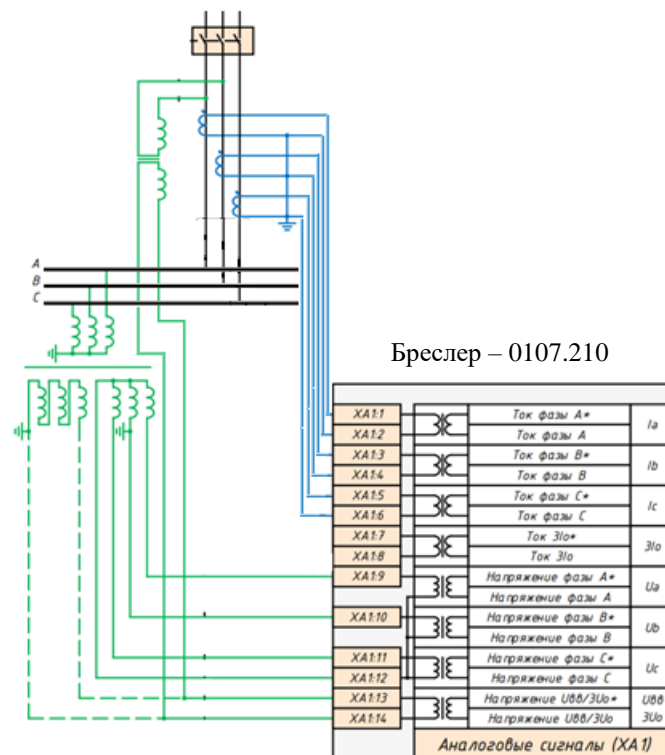


Рисунок 9.1.5.3.1- Подключение вторичных цепей

9.1.6 Генератор 10 кВ

В рамках выпускной квалификационной работы все необходимые функции релейной защиты, автоматики, технологических защит, системы управления

генератором и газопоршневым двигателем выполняет специализированный контроллер.

УРЗА в ячейке КРУ НН ПС короткой КЛ к генератору выполняется чисто резервные функции.

Определим параметры двухступенчатой токовой защиты от ОЗЗ резервного УРЗА в ячейке КРУ НН ПС КЛ к генератору. Схема подключения генератора представлена на рисунке 9.1.6.1.

$$I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)} = 29,795 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ.ГЕНР}}^{(3)} = 2,14 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ.ГЕНР}}^{(3)} = 288,68 \text{ А}$$

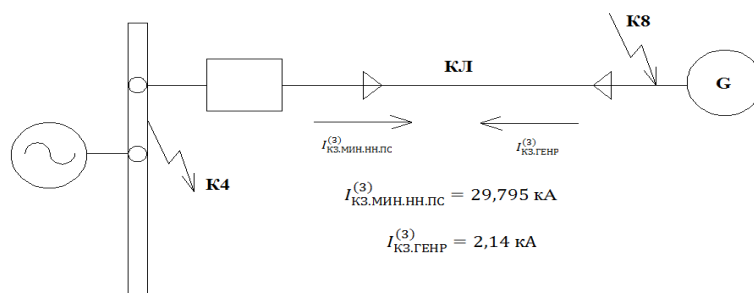


Рисунок 9.1.6.1 Схема подключения генератора к шинам ГПП

9.1.6.1 Двухступенчатая токовая защита

Первая ступень мгновенная ТО может быть настроена на срабатывание без выдержки при КЗ в генераторе (на КЛ к генератору) от тока КЗ системы и несрабатывание от тока КЗ генератора (т.к. он гораздо меньше составляющей тока КЗ от системы):

$$I_{\text{МТЗ.Г.1}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗ.2}};$$

$$I_{\text{МТЗ.Г.1}} = 1,2 \cdot 2140 = 2586 \text{ А.}$$

Чувствительность при таком токе срабатывания составит:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.Г.1}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.1.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Г.1}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)};$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.Г.1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 29795}{2568} \cdot 1 = 10,047 > 2.$$

Вторая ступень МТЗ отстраивается от номинального тока генератора и срабатывания при внешних КЗ:

$$I_{\text{МТЗ.Г.2}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}};$$

$$I_{\text{МТЗ.Г.2}} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 288,68 = 334,26 \text{ А.}$$

Чувствительность при внешних КЗ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.Г.2}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.2}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Г.2}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)};$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.Г.2}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2140}{334,26} \cdot 1 = 5,54 > 1,5.$$

Выдержка времени второй ступени МТЗ теоретически должна быть больше выдержки времени присоединений шин НН ПС:

Выдержка времени зависит от направления тока (мощности).

Схема подключения вторичных цепей показана на рисунке 9.1.6.2.1.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

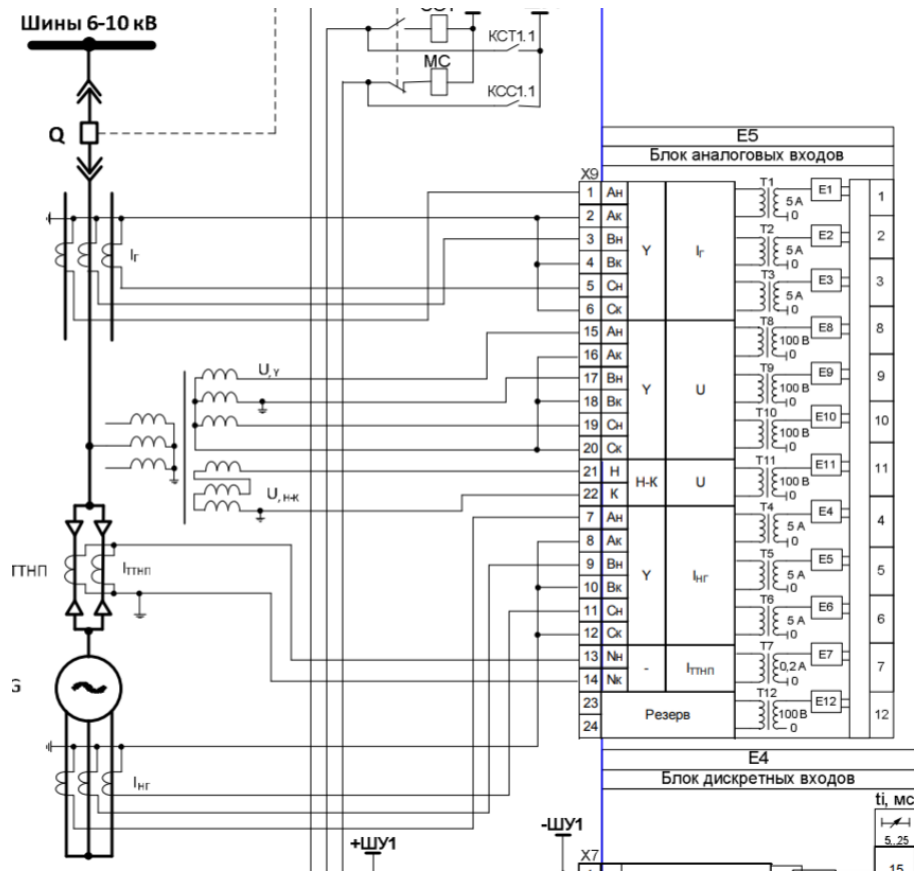


Рисунок 9.1.6.2.1 - Подключение вторичных цепей

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.092.00 ПЗ

Лист

88

9.2 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 110 кВ

9.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Вначале определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон, посчитанным по номинальным токам с учетом возможной перегрузки (140% по умолчанию), и коэффициентов схемы. Начальные параметры токов для расчета представлены в таблице 9.2.1.1.

Таблица 9.2.1.1- Таблица расчета первоначальных токов:

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН-110кВ	НН-10кВ
$I_{НОМ}$ стороны, соответствующий $S_{НОМ}$, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ.СР}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375$
$I_{НОМ.П}$ стороны, А	$I_{НОМ.П} = k_{П}I_{НОМ}$	$1,4 \cdot 125,2 = 175,7$	$1,4 \cdot 1375 = 1925$
n_T стороны	$\frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}}$	$\frac{175,7}{5} = \frac{200}{5}$	$\frac{1925}{5} = \frac{2000}{5}$
$I_{Втор}$ стороны, соответствующий $S_{НОМ}$, А	$\frac{I_{НОМ}k_{СХ}^{(3)}}{n_T}$	$\frac{125,5}{40} = 3,138$	$\frac{1375}{400} = 3,438$

9.2.1.1 Расчет дифференциальной защиты

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

$$K_{В.ВН} = \frac{I_{2.НОМ.ТТ.ВН}}{I_{ВТОР.ВН}} = \frac{5}{3,138} = 1,6;$$

$$K_{В.НН} = \frac{I_{2.НОМ.ТТ.ВН}}{I_{ВТОР.ВН}} = \frac{5}{3,438} = 1,45.$$

Расчитаем минимальный ток срабатывания:

$$I_{\text{СР.МИН}} \geq 1,5 I_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}}$$
$$I_{\text{НБ.НАЧ.ТОРМ}} = I_{\text{НБ.ТТ}} + I_{\text{НБ.РПН}} + I_{\text{НБ.ВЫР}}$$

где $I_{\text{НБ.ТТ}}$ – составляющая, обусловленная погрешностью ТТ;

$I_{\text{НБ.РПН}}$ – составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора;

$I_{\text{НБ.ВЫР}}$ – составляющая, обусловленная округлением выравнивающих вторичные токи в плечах защиты коэффициентов в процессе выставления уставок в терминале ДЗТ.

Найдем составляющие небаланса токов обусловленные ТТ:

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon I_{\text{НАЧ.ТОРМ}},$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие априодической составляющей тока);

$k_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности ТТ;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ.

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,1 \text{ о. е.}$$

Найдем составляющие небаланса токов обусловленные РПН:

$$I_{\text{НБ.РПН}} = \Delta U I_{\text{НАЧ.ТОРМ}},$$

где ΔU – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на стороне ВН защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования.

$$I_{\text{НБ.РПН}} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ о. е.}$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Составляющая, обусловленная округлением выравнивающих вторичные токи в плечах защиты коэффициентов, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{НБ.ВЫР}} = \left(\left| \frac{k_{\text{ВН.В.Р.}} - k_{\text{ВН.В.Ф.}}}{k_{\text{ВН.В.Р.}}} \right| + \left| \frac{k_{\text{НН.В.Р.}} - k_{\text{НН.В.Ф.}}}{k_{\text{НН.В.Р.}}} \right| \right) I_{\text{НАЧ.ТОРМ}},$$

где $k_{\text{ВН.В.Р.}}$ – расчетный коэффициент выравнивания для стороны ВН и НН;

$k_{\text{ВН.В.Ф.}}$ – фактический коэффициент выравнивания для стороны ВН и НН.

$$I_{\text{НБ.ВЫР}} = \left(\left| \frac{1,5933 - 1,6}{1,5933} \right| + \left| \frac{1,4543 - 1,45}{1,4543} \right| \right) 1 = 0,00716 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{СР.МИН}} = 1,5(0,1 + 0,15 + 0,00716) = 0,38574.$$

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН составляет 8661 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.:

$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = I_{\text{КЗ.МАКС.КЗ}}^{(3)} \frac{U_{\text{СР.НОМ.НН}}}{U_{\text{СР.НОМ.ВН}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{НОМ.ВН}}};$$

$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = 8661 \frac{10,5}{115} \cdot \frac{1}{125,5} = 6,301 \text{ о. е.}$$

Максимальный ток небаланса при токе $I_{\text{КЗ.МАКС}}$:

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (0,1 + 0,15 + 0,00716) \cdot 6,301 = 1,62 \text{ о. е.}$$

Максимальный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР.МАКС}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}};$$

$$I_{\text{СР.МАКС}} = 1,5 \cdot 1,62 = 2,43 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_{\text{Т}} = \frac{I_{\text{СР.МАКС}} - I_{\text{СР.МИН}}}{I_{\text{КЗ.МАКС}} - I_{\text{НАЧ.ТОРМ}}};$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$k_T = \frac{2,43 - 0,386}{6,301 - 1} = 0,386.$$

Расчетное значение k_T соответствует углу наклона тормозной характеристики $22,1^\circ$.

Приведем значение ТКЗ к стороне ВН. Так как схема со стороны ВН полная звезда, коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда треугольник равен 1.

$$I_{\text{КЗ.Т}} = I_{\text{КЗ.МИН.КЗ}}^{(3)} \frac{U_{\text{СР.НОМ.НН}}}{U_{\text{СР.НОМ.ВН}}} \cdot \frac{k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ.ВН}}};$$

$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = 8333 \frac{10,5}{115} \cdot \frac{1}{125,5} = 6,0625 \text{ о. е.}$$

Если при внешнем КЗ тормозной ток равен нулю, то коэффициент чувствительности составит:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.Т}}}{I_{\text{С.Р.МИН}}}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6,0625}{0,38574} = 15,716 \geq 2$$

Если при внешнем КЗ тормозной ток равен вторичному току плеча ВН, то чувствительность составит:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.Т}}}{I_{\text{С.Р.Т}}}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6,0625}{1,5 \cdot (0,1 + 0,15 + 0,00716) \cdot 6,0625} = 2,5924 \geq 2$$

9.2.1.2 МТЗ

Определим токи срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.Т(1)}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.Т}};$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$I_{\text{МТЗ.Т}(1)} = \frac{1,1 \cdot 2,15 \cdot 175,7}{0,96} \cdot 897 = 432,844 \text{ А.}$$

где $k_{\text{Н}} = 1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле;

$k_{\text{В}} = 0,96$ – коэффициент возврата ИО по току;

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки цеха 3,086.

Коэффициент чувствительности :

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)};$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8333}{432,844} \cdot 1 = 16,67 > 1,5.$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{МТЗ.Т}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}(1)}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}};$$

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{175,7}{200} \cdot 1 = 2,164 \text{ А.}$$

Уставка по току защиты:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.О.Е.}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}(2)}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ.}}};$$

$$I_{\text{МТЗ.СВ.О.Е.}} = \frac{2,164}{5} = 0,4328.$$

Расчетная выдержка времени МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ.Т.}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{МТЗ.Т.}} = 1,16 + 0,5 = 1,66 \text{ с.}$$

9.2.1.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$I_{\text{с.з.п.}} = \frac{k_{\text{H}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}};$$

$$I_{\text{с.з.п.}} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 125,5 = 137,266 \text{ А,}$$

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

$k_{\text{В}} = 0,96$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальный ток трансформатора.

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{с.з.п.т(2)}} = \frac{I_{\text{с.з.п.}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{с.з.п.т(2)}} = \frac{137,266}{200} \cdot 1 = 0,686 \text{ о. е.}$$

Выдержку времени от перегрузки согласно рекомендациям принимаем 9 с.

9.2.1.4 УРОВ

По методике [16] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,05 \cdot 175,7 = 8,785 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{8,785}{40} = 0,22 \text{ А.}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

Все данные уставок сведем в таблицу 9.2.1.4.1.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Таблица 9.2.1.4.1- Таблица уставок защит

Уставка	Диапазон	Расчётное значение
$I_{\text{диф}}$	$(0,3 \dots 10)I_{\text{НОМ.}}$	0,39
$K_{\text{торм}}$	$(0,3 \dots 1)$	0,386
$I_{\text{ст1}}$	$(0,2 \dots 30,0)I_{\text{НОМ.}}$	0,44
DT47	$(0,005 \dots 30)\text{с}$	1,66
I ЗП	$(0,2 \dots 3)I_{\text{НОМ.}}$	0,67
DT54	$(0,1 \dots 600)\text{ с}$	9
I УРОВ	$(0,05 \dots 1)I_{\text{НОМ.}}$	0,22
T УРОВ	$(0,1 \dots 2)\text{с}$	0,25

Подключение втоичных цепей показано на рисунке 9.2.1.4.1.

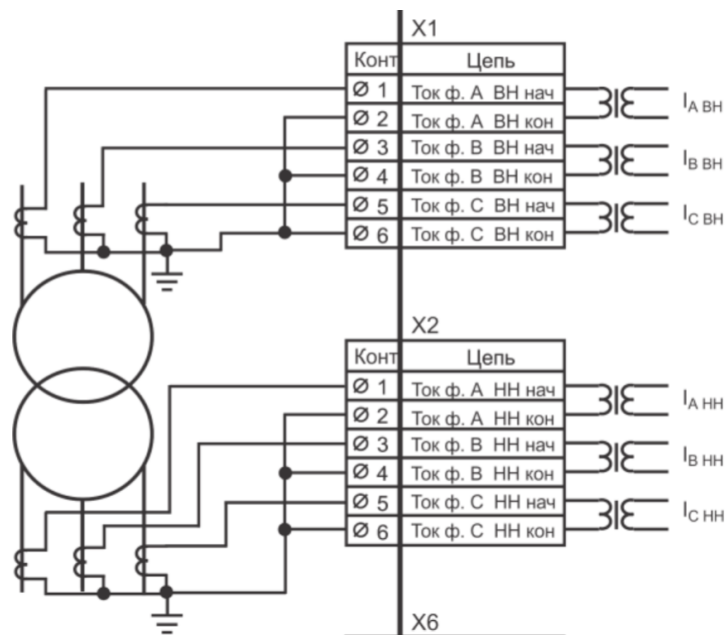


Рисунок 9.2.1.4.1- Подключение вторичных цепей

По полученным данным построим тормозную характеристику и покажем ее на рисунке 9.2.1.4.2

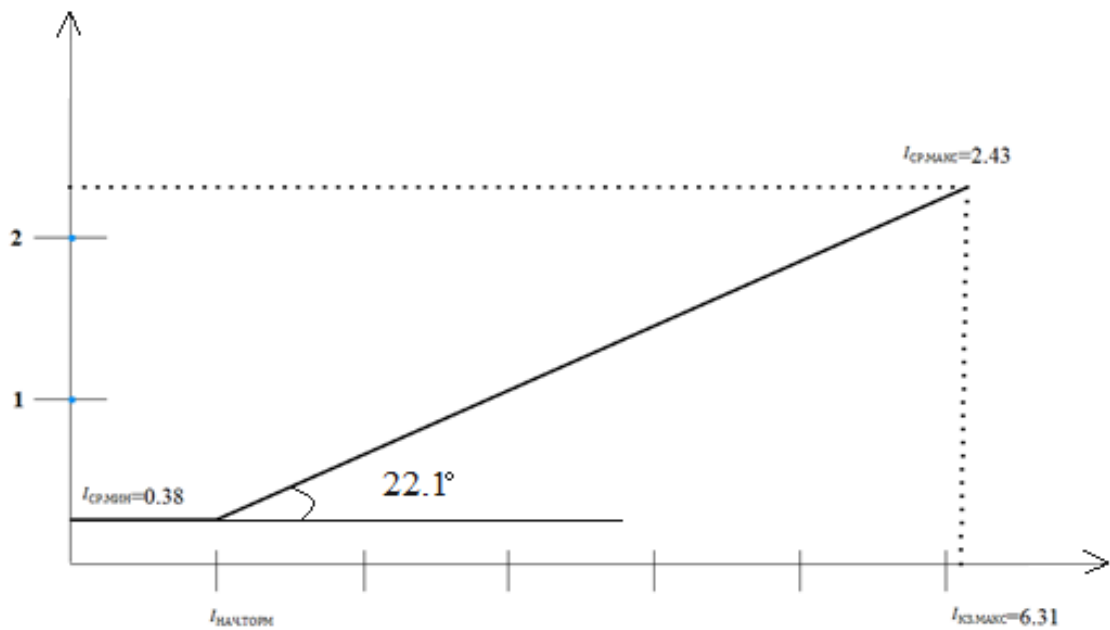


Рисунок 9.2.1.4.2 -Тормозная характеристика

9.2.2 Воздушная линия 110 кВ

9.2.2.1 Дистанционная защита линий

Для тупиковой линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{ВЛ} + Z_{Т}}{1 + \beta + \delta'}$$

где β — коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ, равный 0,05 [25];

δ' — коэффициент, учитывающий неточность расчетов, равный 0,1 [25];

$Z_{ВЛ}$ — сопротивление линии;

$Z_{Т}$ — сопротивление трансформатора;

Погонные параметры ВЛ:

$$r_0 = 0,301 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_0 = 0,434 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.092.00 ПЗ

Лист

96

$$L = 35 \text{ км.}$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot L = 0,301 \cdot 35 = 10,54 \text{ Ом};$$
$$x_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot L = 0,434 \cdot 35 = 15,2 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{ВЛ}} = 10,54 + j15,2 = 18,5e^{j55,26^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{К}} \cdot (U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,55 \text{ Ом.}$$

Потери короткого замыкания 245кВт, находим активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{T}} = \Delta P \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 245000 \frac{115000^2}{25000000^2} = 5,18 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{T}}^2 - R_{\text{T}}^2} = \sqrt{55,55^2 - 5,18^2} = 55,3 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{T}} = 5,18 + j55,3 = 55,3e^{j84,65^\circ}.$$

Суммарное сопротивление линии и трансформатора:

$$Z_{\text{ВЛ}} + Z_{\text{T}} = 10,54 + j15,2 + 5,18 + j55,3 = 15,72 + j70,5 = 72,23e^{j77,4^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

$$Z_{C.3.1} = \frac{72,23}{1 + 0,05 + 0,1} = 62,8 \text{ Ом.}$$

Чувствительность ступени:

$$0,47 \leq \frac{Z_T}{Z_{ВЛ}};$$

$$0,47 \leq \frac{55,3}{18,5} = 2,99.$$

Определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для ТН НАМИ-110[26]:

$$n_H = \frac{U_{1.НОМ}}{U_{2.НОМ}} = \frac{110000}{100}.$$

Рабочий максимальный ток линии:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А.}$$

Выбираем ТТ встроенного в выключатель ВЭБ-110 с коэффициентом трансформации :

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}} = \frac{200}{5} = 40.$$

Вторичное значение сопротивления:

$$Z_{C.3.1.2} = Z_{C.3.1} \frac{n_T}{n_H} = 62,8 \cdot \frac{40}{110} = 22,84 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси Х характеристики 1 ступени:

$$X_{1.СТ} = Z_{C.3.1} \cdot \sin\varphi = 62,8 \cdot \sin 77,4^\circ = 61,3 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Сопротивление дуги [25]:

$$r_{\text{д.МАКС}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(2)}},$$

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

Падение напряжения на дуге:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{д}} &= 1,05 \cdot l; \\ \Delta U_{\text{д}} &= 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

где l — длина дуги, с учетом её раздувания. Первая ступень быстродействующая, длина дуги не превышает расстояние между фазными проводами - 5,5м.

Ток в минимальном режиме КЗ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,093 = 1,81 \text{ кА.}$$

где $I_{\text{КЗ.МИН.ВЛ}}^{(3)}$ — ток КЗ в конце линии.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.МАКС}} = \frac{5,78}{1,81} = 3,19 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики первой ступени:

$$R_{1.\text{СТ}} = R_{\text{ВЛ}} + r_{\text{д.МАКС}} - \frac{x_{\text{ВЛ}}}{\text{tg}\varphi} = 10,54 + 3,19 - \frac{15,2}{\text{tg}77,4^\circ} = 10,3 \text{ Ом.}$$

Изобразим характеристику первой ступени на рисунке 9.2.2.1.1.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

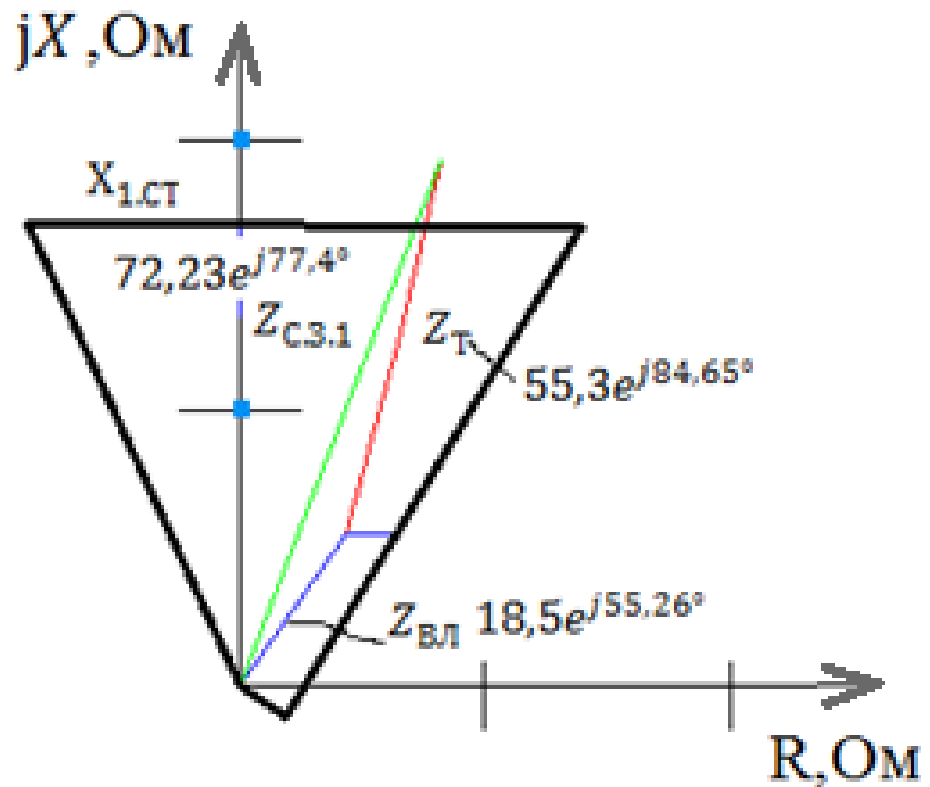


Рисунок 9.2.2.1- Характеристика 1 ступени ДЗЛ ВЛ

Сопротивление третьей ступени по [25]:

$$Z_{C.3.3} = \frac{Z_{САМОЗАП}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi - \varphi_{РАБ})},$$

где $Z_{САМОЗАП}$ — минимальное сопротивление в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

φ — угол максимальной чувствительности;

k_H — коэффициент надежности, равный 1,2;

k_B — коэффициент возврата реле, равный 1,05.

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{САМОЗАП} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot k_{САМ.ЗАП} \cdot I_{РАБ.МАКС}},$$

где $U_{МИН}$ — минимальное первичное напряжение в месте установки защиты;

$k_{\text{САМ.ЗАП}}$ — коэффициент увеличения тока при самозапуске ЭД, равный 2[25];

$k_{\text{Н}}$ — коэффициент надежности, равный 1,2;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$ — максимальное значение первичного рабочего тока.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{МИН}} = 0,8 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}} = 0,8 \cdot 115 = 92 \text{ кВ.}$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{92}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 131} = 203 \text{ Ом.}$$

В нормальном режиме $\cos\varphi = 0,89$ ЭД не может превышать $27,13^\circ$

Сопротивление срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{С.З.З}} = \frac{203}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(77,4 - 27,13)} = 252,17 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени 3 ступени отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{З.СТ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 1,66 + 0,25 = 1,91 \text{ с.}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{СР.ВН}}}{U_{\text{СР.НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

Сопротивления линии, приведенные к ВН стороне:

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 \cdot K_{\text{Т}}^2 = 0,258 \cdot 10,95^2 = 30,9 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{КЛ}} = x_0 \cdot K_{\text{Т}}^2 = 0,081 \cdot 10,95^2 = 9,72 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление КЛ:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$Z_{\text{КЛ}} = 30,9 + j9,72 = 32,4e^{j17,4^\circ}.$$

Параметры трансформатора 10 кВ, приведенные к стороне ВН:

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{K}} \cdot (U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{5,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 1} = 727 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 110 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять. Из соотношения сопротивлений элементов сети ГПП и характеристик ступеней очевидно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 110/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования.

Изобразим характеристику третьей ступени ДЗ на рисунке 9.2.2.2.

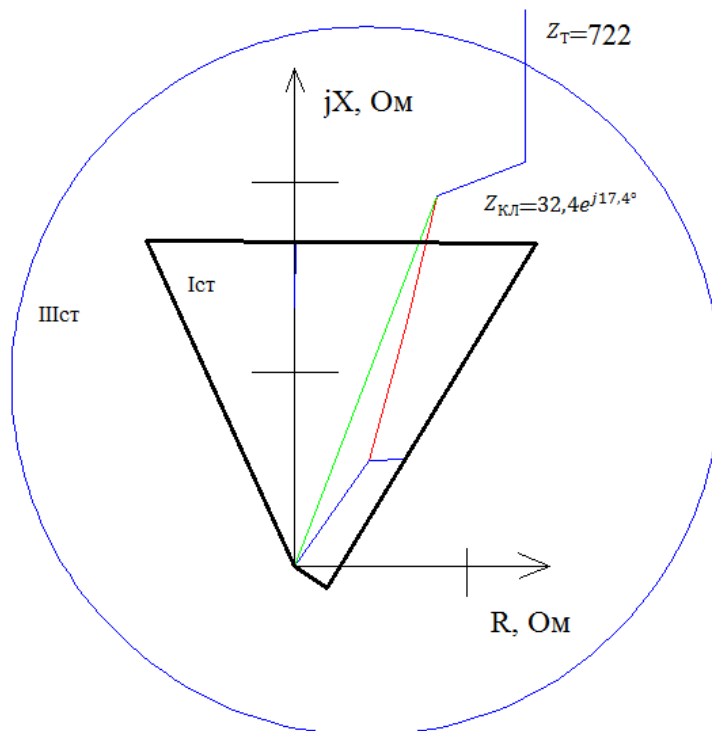


Рисунок 9.2.2.2 - Характеристика 3 ступени ДЗЛ ВЛ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.092.00 ПЗ

Лист

102

9.2.2.2 АПВ ВЛ 110 кВ

На линиях 110 кВ в качестве резервной защиты обычно применяется трехступенчатые дистанционная и токовая защиты нулевой последовательности с независимыми характеристиками выдержек времени. Для расчета выдержек времени устройства АПВ не учитывается основная быстродействующая защита, т.е. рассматривается худший случай, обуславливающий наибольшие выдержки времени устройства АПВ. Расчетным является случай, когда с того конца, для которого производится расчет, линия отключается I ступенью токовой защиты или дистанционной с временем действия в среднем 0,1-0,15 с. С противоположного конца линия отключается обычно с выдержкой времени II ступени защиты, имеющей коэффициент не менее 1,2 для дистанционной и 1,5 для токовой защит. Если же защиты имеют меньшие коэффициенты, то следует учитывать выдержку времени III ступени.

Время отключения выключателя конца линии, для которой ведется расчет $t_{0.в.с}$ не учитывается, так как многие схемы АПВ пускаются при замыкании цепи отключения раньше, чем полностью отключится выключатель. С учетом изложенного выдержка времени устройства АПВ по условию $t_{апв} > t_{д}$ должна определяться по выражению:

$$t_{апв} \geq k_{отс} \cdot (t_{д} + t_{р.з.п} + k_{р} \cdot \Delta t_{р.з.п} + 1,1 \cdot t_{0.в.п} - t_{р.з.с} - 0,9 \cdot t_{в.в.с} + k_{р} \cdot \Delta t_{р.с}),$$

где $t_{р.з.п}$, $t_{р.з.с}$ —время срабатывания релейной защиты своего и противоположного конца линии;

$t_{д}$ — время деионизации в соответствии с [1] равно 0,2 с;

$\Delta t_{р.з.п}$ — разброс выдержек времени релейной защиты противоположно- го конца линии;

$\Delta t_{р.с}$ —разброс выдержек времени реле времени устройства АПВ своего конца линии.

Так как устройство АПВ и релейной защиты линии 110 кВ устанавливаются в отапливаемых помещениях, то для них $k_{отс}=k_{р}=1$.

										Лист
										103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.092.00 ПЗ					

$$t_{\text{АПВ}} \geq 1 \cdot (0,2 + 0,3 + 1 \cdot 0,3 + 1,1 \cdot 0,05 - 0,3 - 0,9 \cdot 0,065 + 1 \cdot 0,2) = 0,697 \text{ с}$$

Для АПВ с проверкой синхронизма или отсутствия напряжения, кроме расчета времени срабатывания устройства АПВ, производится расчет уставок реле контроля синхронизма и устройства отбора напряжения. Первичный ток I_1 , мА, трансформатора ТОН определяется по номинальному напряжению сети $U_{\text{ном}}$, кВ, и номинальной емкости конденсатора C_k , мкФ:

$$I_1 = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_k;$$
$$I_1 = \frac{110}{\sqrt{3}} \cdot 2 = 128 \text{ мА.}$$

Далее выбирается коэффициент трансформации и схема включений первичной обмотки трансформатора ТОН. Полное число витков вторичной обмотки ТОН $\omega_2=1785$. К обмотке подключается реле контроля синхронизма РН-55 с номинальным напряжением 30 В и током 0,14 А. Необходимое число витков первичной обмотки ТОН определяется как:

$$\omega_1 = \frac{\omega_2 \cdot I_2}{I_1};$$
$$\omega_1 = \frac{1785 \cdot 0,14}{128} = 1950.$$

Первичная обмотка ТОН имеет 4 секции по 1850 витков, которые переключателями могут включаться последовательно или параллельно в разных помещениях.

10 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НН ТРАНСФОРМАТОРА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки.

Рабочий максимальный ток трансформатора был посчитан ранее и равен 1925 А.

Для стороны НН выбран «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем встроенный ТОЛ-СЭЩ 10 – 2000/5.

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз.макс}^{(3)} \cdot k_{уд};$$
$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,661 \cdot 1,8 = 22,047 \text{ кА},$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, по данным приложения 6, [12] при КЗ на присоединении ВН ПС $k_{уд} = 1,8$.

По данным [12], для ТОЛ-10 – 2000/5 ток электродинамической стойкости равен 102 кА.

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$B_{к.расч} = [I_{кз.макс}^{(3)}]^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в.}),$$

где $t_{рз}$ – расчетная выдержка времени МТЗ ВВ при КЗ на стороне ВН трансформатора;

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

Расчетная выдержка времени была определена ранее и составила 0,91с плюс выдержка времени 0,25с.

По данным [22] полное время отключения ВВ составляет 55мс.

Расчетное значение $B_{к}$:

$$B_{к.расч} = [I_{кз.макс}^{(3)}]^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в.});$$
$$B_{к.расч} = [8,661]^2 \cdot (1,16 + 0,055) = 91,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

По данным [11] ток односекундный термической стойкости составляет 40кА, т.е:

$$B_{\text{кат}} = I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется. Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ. Так как терминалы РЗА подключены к ТТ по схеме полная звезда, максимальное сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{\text{нагр}} = Z_{\text{реле}} + 2Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}},$$

где $Z_{\text{РЕЛЕ}}$ – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{\text{ПРОВ}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [27] для терминалов составляет 0,2 ВА для $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{\text{РЕЛЕ}} = \frac{S_{\text{ПОТ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2};$$
$$Z_{\text{РЕЛЕ}} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительного провода;

q – сечение по условию механической прочности, для меди составляет 2,5 мм².

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Для защит 110 кВ по данным длина соединительного провода не превышает 75-100 м, (выбираем 100 м).

Сопротивление соединительного провода составит, соответственно:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q};$$
$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов по данным [27] составит 0,05 Ом.

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = Z_{\text{реле}} + 2Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} = 0,008 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,458 \text{ Ом.}$$

По данным [27] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 20, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 15 ВА или $(15/25)=0,6$ Ом. Следовательно, допустимая кратность:

$$k_{10,\text{доп}} = k_{10,\text{ном}} \cdot \frac{Z_{10,\text{ном}}}{Z_{\text{нагр}}};$$
$$k_{10,\text{доп}} = 20 \cdot \frac{0,6}{1,458} = 8,23.$$

Расчетная кратность

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^{(3)}}{I_{1,\text{ном}}} = \frac{4526}{1175} = 3,85;$$
$$k_{10,\text{доп}} \geq k_{\text{расч}}.$$

Допустимая кратность больше расчетной, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

11 КОМПЛЕКТ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ «АУРА-М»

Дополнительно в выпускной квалификационной работе был рассмотрен комплекс технических средств «АУРА-М».

КТС «АУРА-М» предназначен для измерения и контроля параметров нормальных и аварийных режимов работы оборудования предприятий энергетики и промышленности. КТС «АУРА-М» в комплекте с измерительными преобразователями обеспечивает:

- регистрацию в цифровом виде физических величин (электрических и неэлектрических) в нормальных и аварийных режимах работы оборудования;
- оперативный контроль режимов работы оборудования;
- прямые и косвенные (с использованием известных соотношений) измерения физических (электрических и неэлектрических) величин в нормальном и аварийных режимах работы оборудования;
- хранение, передачу информации на вышестоящие уровни.

КТС «АУРА-М» может использоваться как автономно, так и в составе распределенных автоматизированных измерительных систем.

Для связи с компьютером используется интерфейс RS485 (при небольших расстояниях – RS232). Связь с удаленным регистратором может осуществляться с помощью модема.

Обозначения модификаций КТС «АУРА-М» и основные технические данные, соответствующие им, приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1- Таблица основных технических данных

Номер п/п	Модификация	Число аналоговых сигналов	Число дискретных сигналов	Разрядность АЦП
1.	АУРА-М-16	16	96	10
2.	АУРА-М-32	32	96	10

Время непрерывной регистрации аварийного режима без потери информации составляет 504 секунды для КТС «АУРА-М-16» и 248 секунд для КТС «АУРА-М-32».

Время регистрации предаварийного режима не менее 0.15 с.

Количество каналов пуска:

- 16 пусковых уставок ($3U_0$, U_2 , U_{min} , $3I_0$, I_f) по любому аналоговому каналу;
- 4 канала дискретных пусков по замыканию “сухого контакта” (каналы 109, 110, 111, 112 для АУРА-М-16 и 125, 126, 127 для АУРА-М-32).

Регистратор обеспечивает работу с измерительными преобразователями физических величин, обеспечивающими гальваническую развязку и имеющими выходной сигнал постоянного напряжения $-5 \div 0 \div 5$ В, или выходной сигнал с амплитудным значением переменного напряжения $0 \div 5$ В. Входное сопротивление каждого аналогового канала напряжения не менее 20 кОм. Частота измеряемого переменного напряжения на входе регистратора - 50 ± 1 Гц. Допускаемое значение коэффициента нелинейных искажений ($K_{ни}$) измеряемого напряжения не более 20%. Наибольшее значение частоты высшей гармоники в кривой измеряемого напряжения 250 Гц. Допускаемое значение постоянной составляющей измеряемого напряжения не более 50%.

Регистратор «АУРА-М» обеспечивает работу с датчиками дискретных сигналов типа «сухой контакт». Регистратор «АУРА-М» должен обеспечивать в состоянии «замкнуто» датчика двухпозиционного сигнала ток входной цепи не менее 5 мА при сопротивлении линии связи до 100 Ом. Остаточный ток в состоянии «разомкнуто» двухпозиционного сигнала при напряжении 12 В должен быть не более 0.1 мА.

Регистратор «АУРА-М» имеет дискретный выход, используемый для внешней сигнализации об аварии или неисправности устройства со следующими параметрами:

- ток в состоянии “замкнуто” не более 50 мА;
- коммутируемое напряжение не более 400 В.

- измерения входных сигналов с периодом 2 мс и запись их в буфер оперативной памяти. При наличии соответствующих запросов по интерфейсу RS485 от компьютера могут выполняться также следующие операции:
- дистанционная коррекция часов реального времени;
- дистанционный контрольный пуск регистратора;
- копирование на компьютер аварийных записей;
- выдача информации о текущем режиме.

Длительность аварийной записи определяется при конфигурировании устройства и может составлять 8,12,16 или 20 секунд.

Встроенное программное обеспечение регистратора «АУРА-М» обеспечивает:

- калибровку аналоговых каналов;
- конфигурирование регистратора с установкой пусковых уставок, времени записи аварийного процесса и скорости обмена по интерфейсу RS485;
- корректировку часов реального времени;
- выбор и копирование аварийных записей на гибкий диск;
- копирование на гибкий диск базы данных регистратора;
- загрузку с гибкого диска базы данных регистратора;
- тестирование отдельных узлов регистратора;
- выдачу на дисплей информации о причинах пуска одновременно с началом процесса записи и замыкание цепи внешней сигнализации по окончании записи аварийного процесса;
- индикацию неисправностей регистратора;
- контрольный пуск записи аварийного процесса;
- сброс индикации пусков и размыкание цепи внешней сигнализации.

Прикладное ПО «АУРА» обеспечивает прием и обработку результатов регистрации. Прикладное ПО «АУРА» обеспечивает прием данных с регистратора в ПК и обработку результатов регистрации:

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

- вычисление значений электрических величин, поступающих на входы каналов регистратора;
- вычисление с установленным при программировании интервалом времени параметров нормального режима работы оборудования в виде физических величин, поступающих на входы первичных измерительных преобразователей;
- вычисление с указанием на осциллограммах параметров аварийных режимов работы оборудования в виде физических величин, поступающих на входы первичных измерительных преобразователей;
- определение временных интервалов между выбранными точками осциллограмм аварийных процессов, определение даты и времени аварийных событий.

Прикладное ПО «АУРА» обеспечивает вычисление значения электрической величины на входе аналогового канала регистратора:

- значения постоянного тока;
- значения постоянного напряжения;
- действующего значения переменного напряжения;
- действующего значения гармонической составляющей переменного напряжения;
- частоты переменного напряжения;
- значение угла фазового сдвига (± 180 град) между переменными напряжениями (первыми гармониками) на входах аналоговых каналов регистратора.

Прикладное ПО «АУРА» обеспечивает:

- просмотр и распечатку значений электрических величин, поданных на входы аналоговых каналов регистратора с выходов измерительных преобразователей;
- просмотр и распечатку параметров нормального и аварийных режимов работы оборудования в виде значений физических величин, поступающих на входы первичных измерительных преобразователей;

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

- просмотр и распечатку информации по дискретным каналам.

В состав системного блока входят следующие сменные модули:

- управляющий контроллер;
- плата Flash-памяти ;
- плата аналого-цифрового преобразователя;
- плата сбора дискретных сигналов;
- интерфейсная плата;
- источник питания.

С момента включения вся информация, поступающая на вход регистратора «АУРА-М», непрерывно заносится в буферную область оперативной памяти управляющего контроллера. Процесс записи осуществляется в DMA-режиме по запросу аналого-цифрового преобразователя. Размер буфера равен 65536 байтам, что позволяет, во-первых, всегда иметь в памяти предаварийные данные, во-вторых, предотвратить потерю информации из-за временных задержек, возникающих в процессе записи аварии в Flash-память и, в-третьих, исключить «мертвые зоны» (более того записи могут иметь односекундное наложение).

Процессор постоянно контролирует информацию, поступающую в буфер, и при возникновении аварийной ситуации инициирует процесс записи. Полученные аварийные файлы по существующим каналам связи (или с помощью дискеты) передаются на компьютер, где производится их дальнейшая обработка с помощью программного обеспечения, поставляемого в комплекте с регистратором «АУРА-М».

К эксплуатации регистратора допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие группу по электробезопасности не ниже II, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В и прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

При выборе места для установки регистратора «АУРА-М» следует учитывать, что допустимыми для него являются:

- температура окружающего воздуха +5 ... +45 С;
- относительная влажность 80% при 25 С ;

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

- атмосферное давление 84 ... 106 кПа.

Недопустимо наличие в воздухе паров кислот, щелочей, примесей аммиака, сернистых и других агрессивных газов, вызывающих коррозию.

Не следует устанавливать регистратор на месте, подверженном вибрации частотой более 25 Гц, амплитудой более 0.1 мм и вблизи источников мощных электрических полей.

Перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации КТС «АУРА-М» должен подвергаться периодическому внешнему осмотру, при котором следует проверять:

- надежность заземления;
- отсутствие обрывов и повреждений изоляции внешних соединительных линий;
- надежность присоединения кабелей;
- прочность крепления регистратора к щитам (панелям);
- отсутствие механических повреждений регистратора и ПК;
- состояние разъемных соединений;
- работу индикации регистратора и ПК;
- состояние маркировки технических средств комплекса;
- наличие опломбирования креплений лицевой и задней панелей корпуса системного блока и крышки корпуса блока резистивных преобразователей регистратора.

Регистратор «АУРА-М» позволяет задать максимально 16 уставок для любого аналогового канала. Определены следующие типы уставок: 3U0, U2, Umin, Ia, 3I0. Кроме этого введена уставка (символическое обозначение NKF) для контроля исправности трансформаторов НКФ-500 в соответствии с алгоритмом, предложенным ЦДУ ЕЭС России. Допускается определять несколько уставок на одном канале или один и тот же тип уставки на разных каналах.

Конструкция панели передняя и задняя «АУРА-М» представлены на рисунке 11.1 и 11.2.

- ① двухстрочный дисплей с активной подсветкой;
- ② клавиатура (6 клавиш);
- ③ выключатель питания (“СЕТЬ”);
- ④ светодиодный индикатор неисправности (“НЕИСПР.”);
- ⑤ светодиодный индикатор пуска (“ПУСК”) и клавиша сброса сигнализации пуска (“СБРОС”);
- ⑥ девятиконтактный разъем интерфейса RS232;
- ⑦ дисковод.

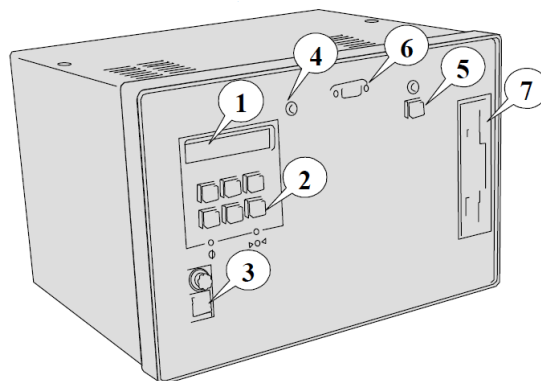


Рисунок 11.1 – Передняя панель «АУРА-М»

На задней панели системного блока расположены разъемов:

- X1(внешняя сигнализация и контактный пуск);
- X2(интерфейс RS232);
- X3(интерфейс RS485);
- X4(подключение аналоговых сигналов);
- X5(подключение дискретных сигналов);
- X6(напряжение питания 220В).

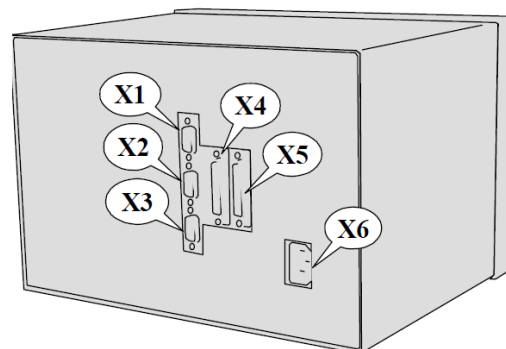


Рисунок 11.2 – Задняя панель «АУРА-М»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.092.00 ПЗ

Лист

114

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам работы была спроектирована релейная защита и автоматика тупиковой подстанции.

Выбрано силовое оборудование:

- схема «4Н Два блока линия – трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» на ВН подстанции;
- схема «Одна секционированная выключателем система шин» на НН подстанции;
- выбран трансформатор ТДН-25000/110-У1;
- выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 на ВН подстанции;
- разъединитель РПД-УЭТМ на ВН подстанции;
- вводной выключатель ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-31,5/2000 и разъединитель СЭЩ-59-У1-В-2000/31,5;
- секционный выключатель ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-20/1000 и разъединитель СЭЩ-59-У1-В-1000/20;
- выключатель для кабельной линии и остальных присоединений на низкой стороне были поставлены выключатели ВВУ-СЭЩ-10-ПЗ-31,5/1000 и разъединители СЭЩ-59-У1-В-1000/31,5.

Приняты к установке следующие терминалы защиты:

- на цеховой трансформатор 10/0,4 кВ «Бреслер-0107.200»;
- на кабельную линию 10 кВ «Бреслер-0107.200»;
- на электродвигатель «Бреслер-0107.250»;
- на генератор 10 кВ «ЭКРА 217 0101»;
- на вводной выключатель 10 кВ «Бреслер-0107.210»;
- на трансформатор напряжения 10 кВ РУ цеха «Бреслер-0107.230»;
- на секционный выключатель 10 кВ «Бреслер-0107.220»;
- на трансформатор 110/10 кВ «БреслерШТ 2108»;
- на воздушную линию 110 кВ «ТОР 300 ДЗЛ 52Х».

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

Так же дополнительно был рассмотрен комплект технических средств «АУРА-М», представлена на рисунке передняя и задняя панель комплекта, перечислены его основные свойства и требования к его установке, возможности его работы, временные периоды записи информации и передачи ее.

В заключении была проведена проверка чувствительности защит, по которой все выбранные уставки прошли.

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. — http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. — http://www.fskees/about/standards_organization.html
4. Положение о единой технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html
5. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
6. ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод»: <http://www.elcable.ru/>
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 15-е изд. — Москва, 2003 — 256 с.
8. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
9. ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва - <http://www.elektrozavod.ru/>
10. ОАО «НВА» - <https://www.nva-korenevo.ru/>
11. ОАО «Тольяттинский трансформатор» - <http://transformator.com.ru/>
12. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. — М.: НИЦ ЭНАС, 2002, — 151 с.
14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.
15. СТО 56947007-29.120.70.98-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». – http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html/
16. ЗАО «Группа компаний «Электрощит» - <https://electroshield.ru/>
17. ООО НПП «Бреслер» - <https://www.bresler.ru/>
18. ООО НПП «ЭКРА» - <https://www.ekra.ru/>

					13.03.02.2018.092.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

19. MiCOM P241, P242, P243. Руководство по эксплуатации. Терминалы защиты и управления вращающимися машинами. – http://www.alstom.com/russia/ru/activities/energytransmissions/P24x_RU_M_C52.pdf.

20. Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" - <http://www.cztt.ru>

21. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.; ил.

22. АББЧ.656122.033 РЭ. Комплектные устройства защиты и автоматики линий 6–35 кВ SPAC 810 Л. Руководство по эксплуатации. – http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/SPAC_810_02_06_RU.pdf.

23. SIPROTEC. Устройство максимальной токовой защиты с выдержкой времени 7SJ80. Руководство пользователя. E50417-G1156-C343-A1. – http://www.siemens.com/siprotec/7SJ80xx_Manual_A1_V040006_ru.pdf.

24. GE Energy. SecoVac 3.3kV – 17.5kV. Embedded Pole Vacuum Circuit Breaker. – http://powercontrols.info/products/vacuumbreakers/secovac/SecoGear-SecoVac_Catalogue_English_ed09-11_680878-u.pdf.

25. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

26. ООО «ТД «Автоматика» - <http://www.tdtransformator.ru/>

27. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.