

## АННОТАЦИЯ

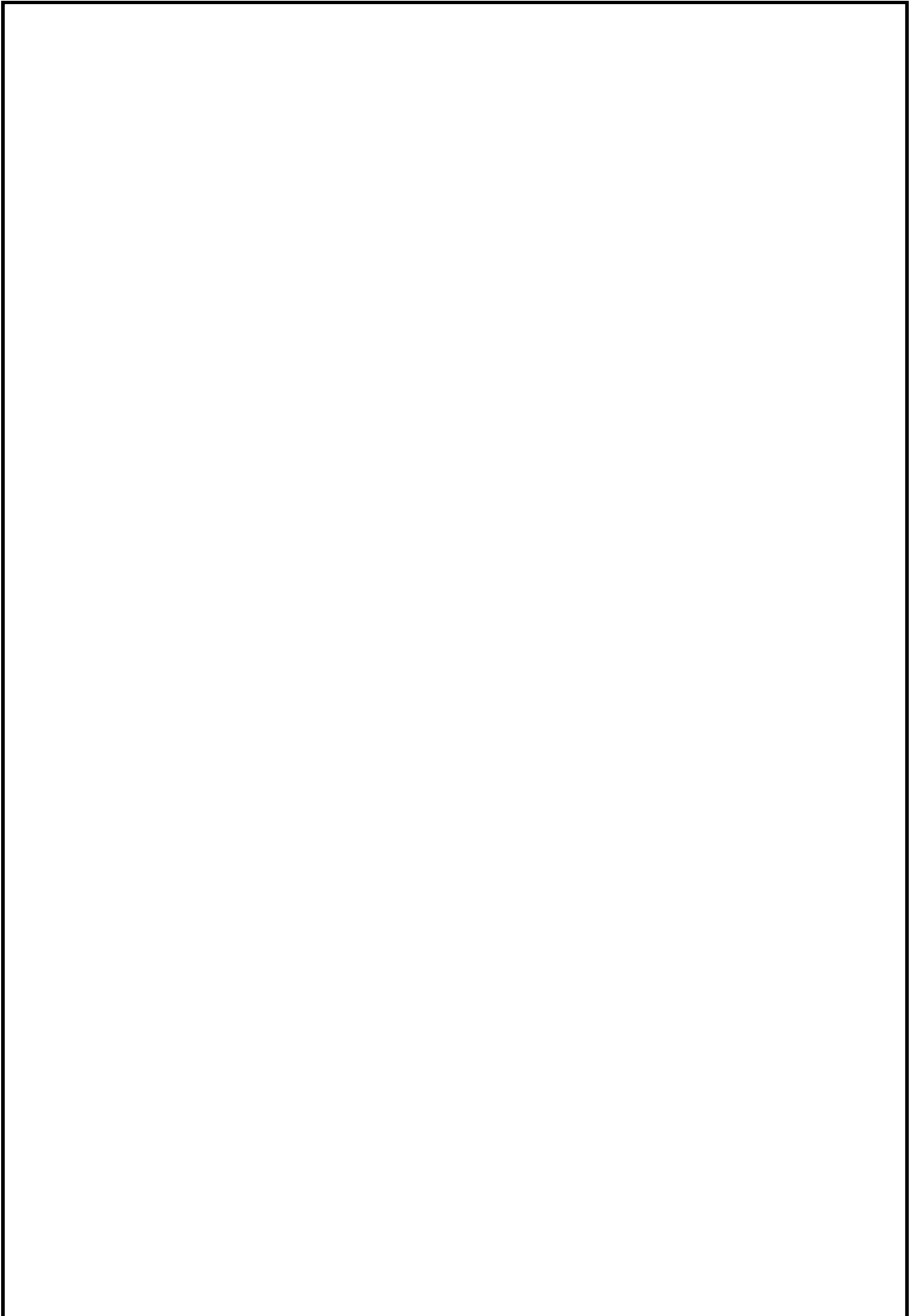
Плисецкий И.С. — Проектирование интегрированных устройств релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ, с регулированием напряжения на стороне 10 кВ. Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2017, 99 с., 53 ил., 98 таблиц, библиогр. список – 46 наим.

В данной дипломной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для узловой подстанции. В соответствии с действующими нормативными документами произведен выбор главных схем электрических соединений сторон ВН и НН, а также выбор вида и источника оперативного тока. Произведен расчет токов короткого замыкания и осуществлен выбор и проверка коммутационных аппаратов. Терминалы РЗА выбирались по каталогу фирмы-производителя. Типоисполнение терминалов уточнялось по картам заказа. Расчет уставок релейной защиты и автоматики производился в соответствии с методическими указаниями. Проведена проверка трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора на допустимую погрешность. Выбран статический тиристорный компенсатор косвенного действия. Выполнены чертежи: главной схемы электрических соединений подстанции, схемы расстановки РЗА, подключения терминалов защиты двигателя 10 кВ, силового трансформатора, статического компенсатора и воздушной линии 110 кВ.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		И.С.Плисецкий			Релейная защита и автоматика при проектировании подстанции	Лит.	Лист	Листов
Провер.		М.Е.Гольдштейн					3	103
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 ВЫБОР СХЕМЫ И ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ .....	5
1.1 Выбор силовых трансформаторов .....	5
1.2 Главная схема электрических соединений.....	7
1.3 Расчет ТКЗ .....	9
1.4 Выбор основного оборудования.....	15
1.5 Оперативный ток и трансформаторы собственных нужд .....	28
2 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЙ РЗА .....	31
2.1 Выбор видов РЗА .....	31
2.2 Выбор типоразмера УРЗА на стороне ВН и НН.....	35
3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА .....	40
3.1 Электродвигатель 10 кВ.....	40
3.2 Трансформатор 10 кВ .....	48
3.3 Кабельная линия 10 кВ.....	55
3.4 Секционный выключатель 10 кВ .....	65
3.5 Вводной выключатель 10 кВ .....	69
3.6 Вводной выключатель в РУ .....	74
3.7. ТН 10 кВ.....	76
3.8 Трансформатор 110/10 кВ.....	77
3.9 ВЛ 110 кВ.....	83
4. СТАТИЧЕСКИЙ ТИРИСТОРНЫЙ КОМПЕНСАТОР .....	91
4.1 Выбор статического тиристорного компенсатора .....	91
4.2 Релейная защита ТКРМ.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	97
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Главная схема электрических соединений узловой подстанции	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Терминал защиты линии 10 кВ типа БЭ2502 А0101	
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Терминал защиты секционного выключателя типа БЭ2502А02	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Шкаф дифференциально-фазной защиты линии 110 кВ ШЭ2607	
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Тиристорный компенсатор реактивной мощности	



					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая система является сложной технической системой, предназначенной для генерации, распределения и потребления электроэнергии. Процессы, происходящие в системе, отличаются высокой скоростью. Управление ими без применения специальных автоматических устройств и средств невозможно.

В электрической части энергосистемы возможны ненормальные режимы работы и аварии, вызывающие большие токи, глубокие просадки напряжения. Релейная защита и автоматика предназначена для выявления подобных режимов и аварий, а также их ликвидации.

В соответствии с заданием на ВКР для подстанции необходимо выбрать необходимые виды РЗА для оборудования, затем выбрать соответствующие устройства релейной защиты и автоматики, с обязательным уточнением типоразмеров терминалов, и в завершение рассчитать уставки на стороне ВН и НН подстанции.

Проектируемая релейная защита должна соответствовать необходимым требованиям надежности, быстродействия, чувствительности и селективности срабатывания.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

# 1 ВЫБОР СХЕМЫ И ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

## 1.1 Выбор силовых трансформаторов

Определение суммарной максимальной нагрузки ПС 110/10 кВ

К шинам НН подключены 4 кабельных линии к цехам. Нагрузка каждого цеха состоит из 4 трансформаторов 2,5 МВА и 2 электродвигателей с характеристиками: 1,25 МВт,  $\cos\varphi = 0,89$ ,  $\eta = 0,964$

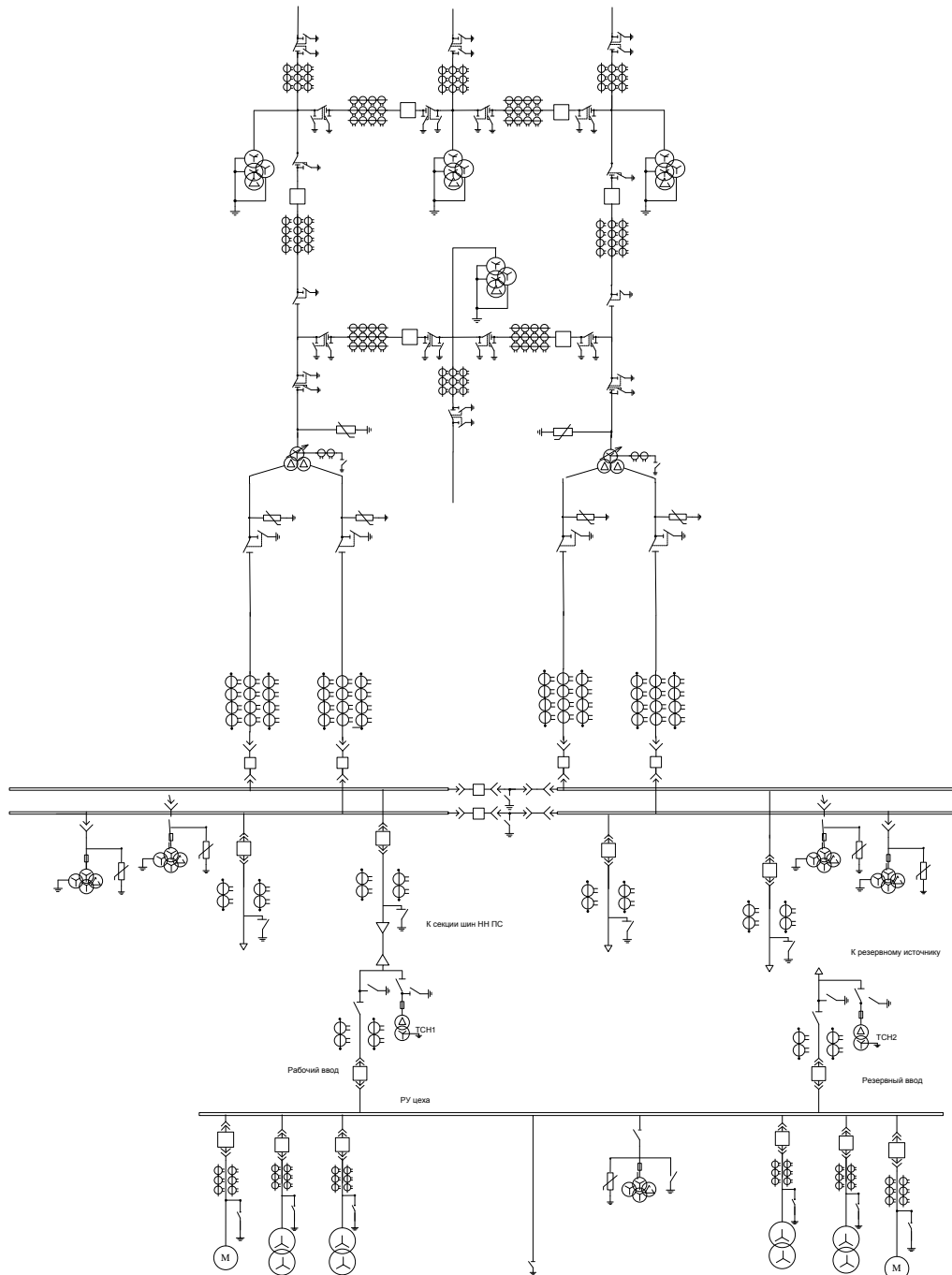


Рис.1.1.1 Структурная схема подстанции

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

Рассчитаем полную мощность нагрузки цеха.

$$S_{н.цх} = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\phi \cdot \eta} = (4 \cdot 2,5) + \frac{2 \cdot 1,250}{0,89 \cdot 0,964} = 12,913 \text{ МВА} \quad (12)$$

Суммарная нагрузка подстанции

$$S_{пс} = N_{цх} \cdot S_{н.цх} = 4 \cdot 12,913 = 51,65 \text{ МВА} \quad (13)$$

### Выбор трансформаторов ПС 110/10 кВ

Требования к трансформаторам на ПС изложены в [4, п. 2.3.3.1].

Суммарная нагрузка  $S_{пс} = 51,65 \text{ МВА}$

Коэффициент аварийной перегрузки по [12]  $k_{п} = 1,4$

$$S_T \geq \frac{S_{пс}}{k_{п}} = \frac{51,65}{1,4} = 36,9 \text{ МВА} \quad (14)$$

Исходя из требований [13] выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН  $\pm 16\%$ ,  $\pm 9$  ступеней ТРДН-40000 115/10,5-10,5 УН/Д-Д-11-11 с расщепленными обмотками НН.

В качестве фирмы-изготовителя трансформаторов выбираем ОАО "ПК ХК "Электрозавод"", г. Москва. (Трансформаторы производителя допущены к установке на объектах ОАО "ФСК ЭС").

Таблица 1.1.1 — Уточненное исполнение трансформатора с сайта фирмы

ТРДН-40000/110		
$S_{НОМ}$	40000	МВА
$U_{НОМ ВН}$	115	кВ
$U_{НОМ НН}$	10,5	кВ
$U_k$	10,5	%
РПН	в нейтрали ВН $\pm 16\%$ , $\pm 9$ ступеней	
Схема соединения обмоток	УН/Д-Д-11-11	
$k_{п.макс}$	$= \frac{S_{пс}}{S_{т.НОМ}} = \frac{51,65}{40} = 1,3$	

### Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РУ (цеха)

По [4, п.2.3.3.1] силовые трансформаторы с высшей обмоткой 6-35 кВ должны выполняться маслонаполненными, герметичными, со схемой соединения обмоток Д/УН-11

Выберем трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 2,5 МВА

По каталогу с [14] фирмы-производителя УП "МЭТЗ им. В.И.Козлова" г. Минск, республика Беларусь выбираем ТМГ 21-2500/10-У1 схема и группа соединения обмоток Д/УН-11.

Таблица 1.1.2 — Уточненное исполнение трансформатора с сайта фирмы

ТМГ 21-2500/10-У1		
$S_{ном}$	2500	МВА
$U_{ном ВН}$	10	кВ
$U_{ном НН}$	0,4	кВ
ПБВ	$\pm 2 \times 2,5$	%
Схема и группа обмоток	Д/УН-11	

## 1.2 Главная схема электрических соединений

Согласно [1, п.1.7.5] для двухтрансформаторной подстанции 110 кВ с шестью присоединениями применяется схема "шестиугольник" (рис 1.2.1).

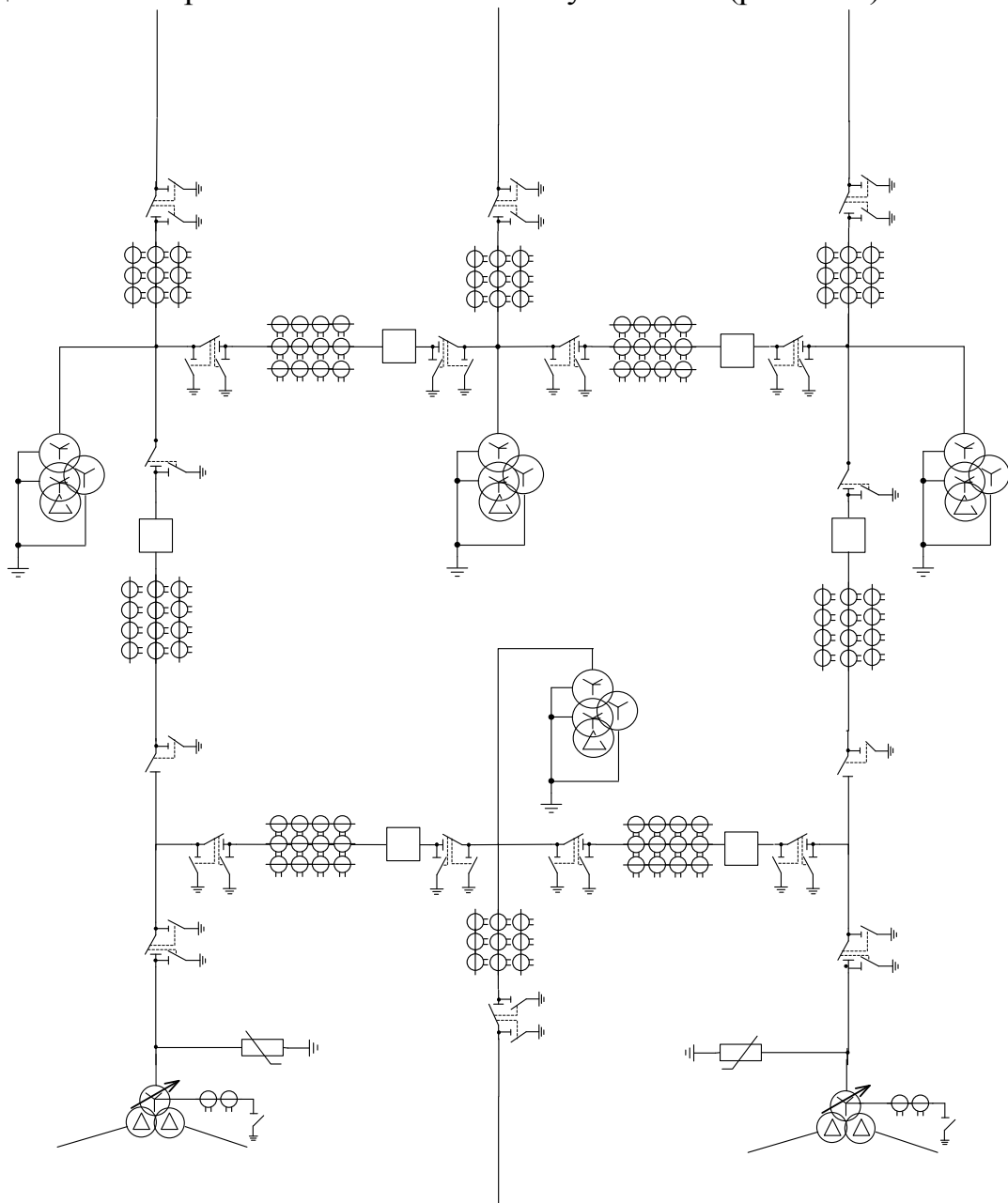


Рис. 1.2.1 Схема РУ - 110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
						7

## Выбор схемы РУ на стороне НН ПС

Согласно [1, п. 1.11] при двух трансформаторах с расщепленными обмотками на подстанции применяется схема – Две секционированные выключателем системы шин 10(6)-2 (рис 1.2.3).

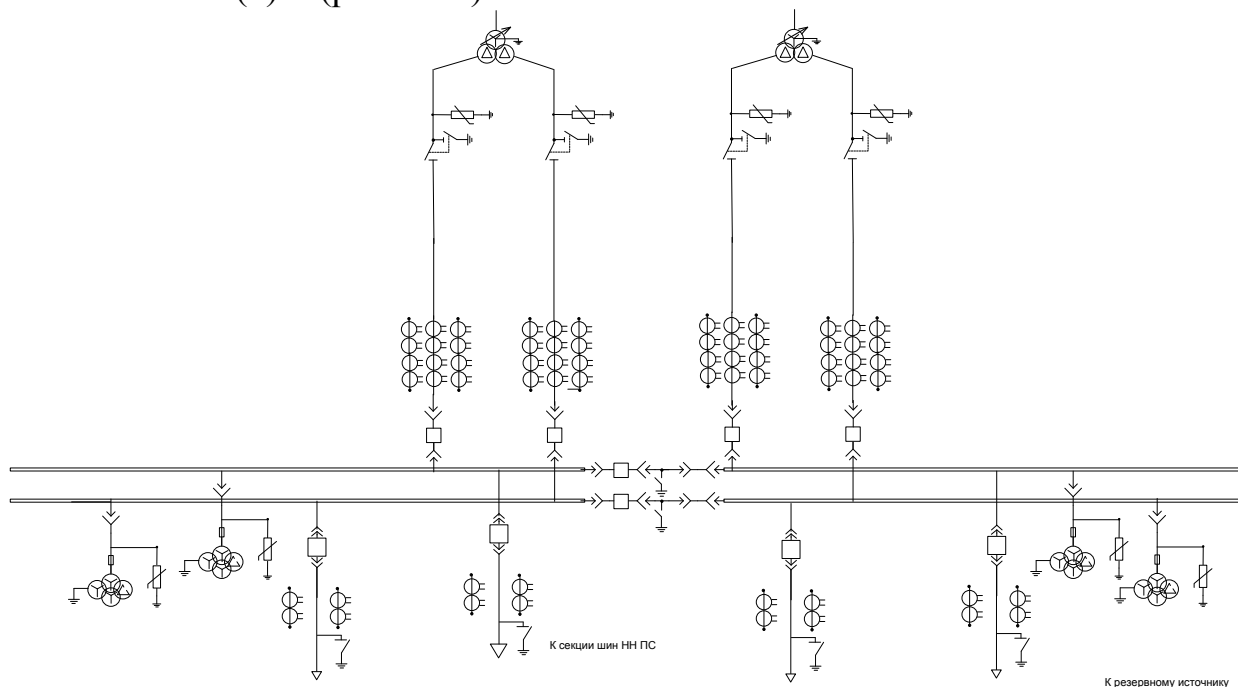


Рис. 1.2.3 Схема РУ 10 кВ

В качестве схемы, необходимой для электроснабжения цехов предприятия принимаем одиночную несекционированную систему шин с одним рабочим и одним резервным вводами (рис. 1.2.4).

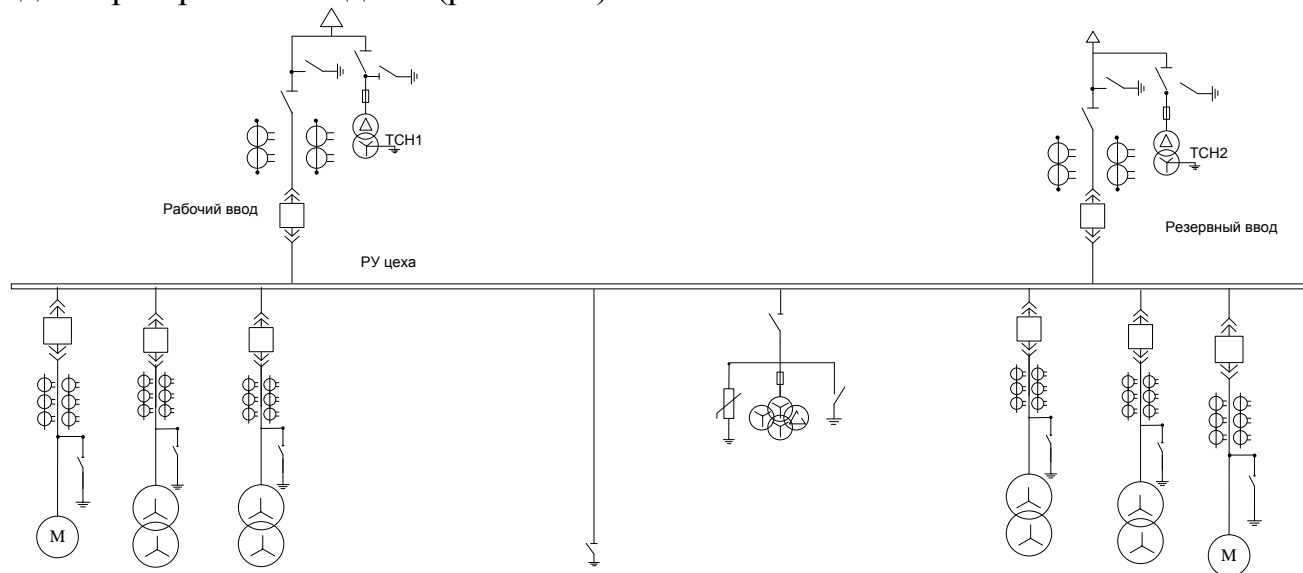


Рис. 1.2.4 Схема РУ 10 кВ (цеха) питаемого от секций шин НН ПС

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8



### 1.3 Расчет ТКЗ

Для расчета, по которому проверяется оборудование, составляется простейшая расчетная схема сети и проектируемой ПС (рис 1.3.1).

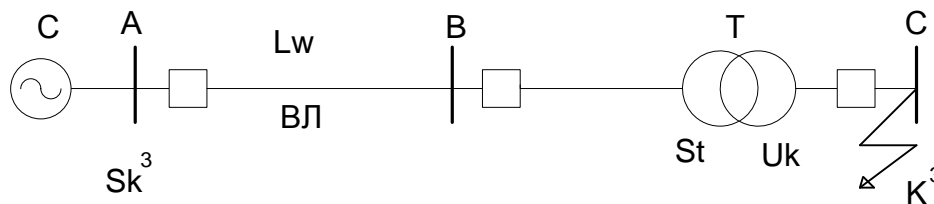


Рис.1.3.1 Расчетная схема сети и проектируемой ПС

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания на шинах низкого напряжения подстанции 110/10 кВ. Исходные данные для расчета показаны на (рис. 1.3.2).

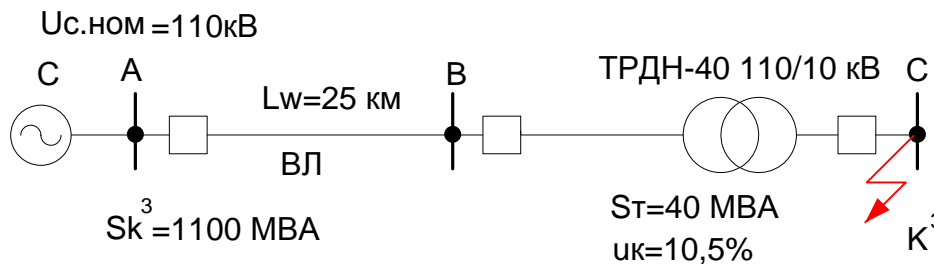


Рис. 1.3.2 Исходные данные для расчета

Составим схему замещения для расчетной схемы и определим ее параметры (рис. 1.3.3).

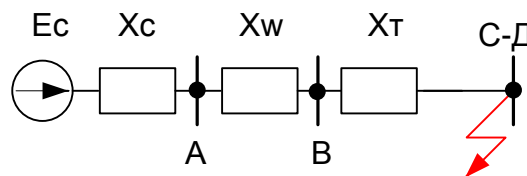


Рис. 1.3.3 Схема замещения расчетной схемы

$$K_T = \frac{U_{T.ном.вн}}{U_{T.ном.нн}} = \frac{115}{10,5} = 10,95 \quad (15)$$

ЭДС принимаем равной среднему номинальному напряжению сети, соответствующей ступени напряжения

$$E_c = 115 \text{ кВ}$$

ЭДС энергосистемы приведенное к напряжению точки короткого замыкания

$$E_{c.нн} = \frac{E_c}{K_T} = \frac{115}{10,95} = 10,5 \text{ кВ} \quad (16)$$

Реактанс системы

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_k^{(3)}} = \frac{115}{1100} = 12,02 \text{ Ом} \quad (17)$$

Реактанс системы приведенный к напряжению точки короткого замыкания

$$X_{c.нн} = \frac{X_c}{K_T^2} = \frac{12,02}{10,95 \cdot 10,95} = 10,02 \cdot 10^{-2} \text{ Ом} \quad (18)$$

Сопротивление трансформатора с расщепленной обмоткой

$$X_{T.вн} = 0,125 \cdot \frac{u_{к.вн}}{100} \cdot \frac{U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 4,339 \text{ Ом} \quad (19)$$

$$X_{T.н1} = X_{T.н2} = 1,75 \cdot \frac{u_{к.вн}}{100} \cdot \frac{U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 60,752 \text{ Ом} \quad (20)$$

$$X_T = X_{T.вн} + X_{T.н1} = 4,339 + 60,752 = 65,09 \text{ Ом} \quad (21)$$

Сопротивление трансформатора приведенное к напряжению точки короткого замыкания

$$X_{T.нн} = \frac{X_T}{K_T^2} = \frac{65,09}{10,95 \cdot 10,95} = 0,542 \text{ Ом} \quad (22)$$

По [16, п.4.2.5.1] допускается принять индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ равным 0,4 и не учитывать активное сопротивление, что снижает сложность ручного расчета.

$$X_{уд} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$L_w = 25 \text{ км}$$

$$X_w = X_{уд} \cdot L_w = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ Ом} \quad (23)$$

Сопротивление воздушной линии приведенное к напряжению точки короткого замыкания

$$X_{w.нн} = \frac{X_w}{K_T^2} = \frac{10}{10,95 \cdot 10,95} = 0,083 \text{ Ом} \quad (24)$$

Таблица 1.3.1 — Параметры схемы замещения

$K_T$	10,95
$E_{c.нн}$	10,5 кВ
$X_{c.нн}$	$10,02 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}$
$X_{T.нн}$	0,542 Ом
$X_{w.нн}$	0,083 Ом

Ток от системы в месте трехфазного короткого замыкания

$$I_{к.с.нн}^{(3)} = \frac{E_{c.нн}}{\sqrt{3} \cdot (X_{c.нн} + X_{w.нн} + X_{T.нн})} \quad (25)$$

$$I_{\text{К.С.НН}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (10,02 \cdot 10^{-2} + 0,083 + 0,542)} = 8,347 \text{ кА}$$

Определим в ТоКо ТКЗ по рассмотренному выше примеру, предварительно настроив программу на те же допущения.

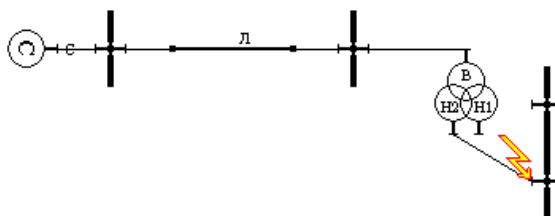


Рис.1.3.4 Расчетная схема в программе ТоКо

Напряжение системы, кВ	$U_{\Sigma}$	115
Мощность трехфазного КЗ системы, МВА	$S_{\Sigma}$	1100
Отношение сопротивлений нулевой и прямой последовательности, о.е.	$X_0/X_1$	1
Ударный коэффициент	$K_{уд}$	1,999999
Фаза эквивалентной ЭДС, град.	$\psi$	0
<input checked="" type="checkbox"/> Показать метку		с

Рис.1.3.5 Параметры энергосистемы в программе ТоКо

Класс напряжения, кВ	115
Количество цепей ВЛЭП:	<input checked="" type="radio"/> Одноцепная <input type="radio"/> Двухцепная <input type="radio"/> Задать вручную: <НЕТ>
<b>Параметры одной цепи:</b>	
Прямая последовательность	<input type="radio"/> Нулевая последовательность
Удельное активное сопротивление, Ом/км	$R_{уд}$ 0
Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км	$X_{уд}$ 0,4
<input checked="" type="radio"/> Удельная емкостная проводимость, См/км	$b_{уд}$ 2,66 $\times 10^{-6}$
<input type="radio"/> Удельная емкость, Ф/км	$C_{уд}$ <НЕТ> $\times 10^{-9}$
Длина линии, км	$L$ 25
<input checked="" type="checkbox"/> Показать метку	
<input type="checkbox"/> Показать тип	<input checked="" type="radio"/> Вести вручную: л
Тип:	
<input type="checkbox"/> Выбрать из готового списка	
Марка провода	Напряжение, кВ/Дср, и
Количество проводов в фазе:	
Наличие грозозащитных тросов:	
<input checked="" type="radio"/> Без тросов или с тросами, заземленными в одной точке	
<input type="radio"/> Со стальными тросами, заземленными в двух точках	
<input type="radio"/> С заземленными тросами из хорошо проводящего материала	

Рис.1.3.6 Параметры воздушной линии в программе ТоКо



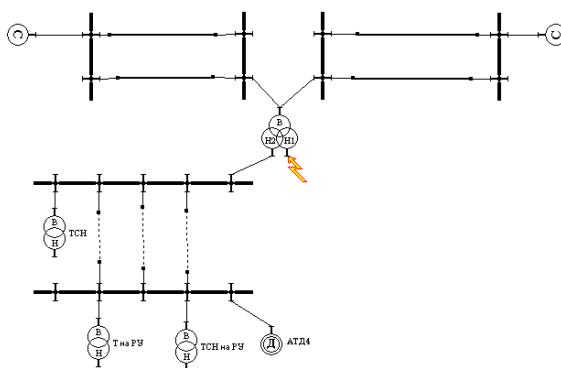


Рис.1.3.9 Схема максимального режима в программе ТоКо

Для трансформатора ТРДН-40000 110/10,5 кВ оснащенном РПН при расчете максимального режима необходимо выбрать отпайку, при которой обеспечивается максимальное значение тока короткого замыкания.

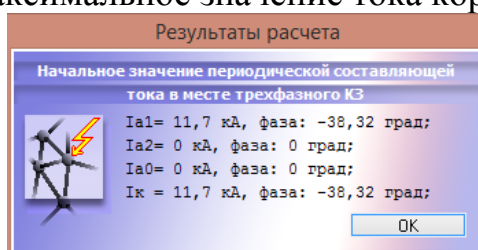


Рис.1.3.10 Ток трехфазного КЗ при -9 отпайке в максимальном режиме.

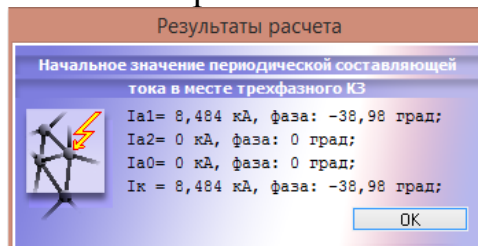


Рис.1.3.11 Ток трехфазного КЗ при 9 отпайке в максимальном режиме.

Как мы видим, максимальное значение тока короткого замыкания достигается при -9 отпайке. Следовательно, на трансформаторе в программе ТоКо выставляем -9 отпайку.

Минимальный режим:

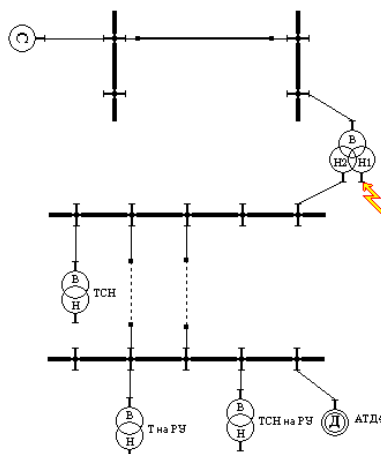


Рис.1.3.12 Схема минимального режима в программе ТоКо

При расчете минимального режима, необходимо выставить отпайку, обеспечивающую минимальный ток короткого замыкания.

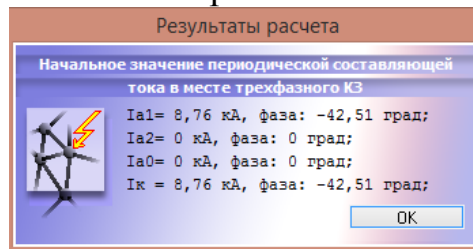


Рис.1.3.13 Ток трехфазного КЗ при -9 отпайке в минимальном режиме.

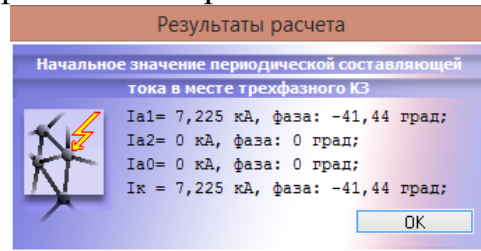


Рис.1.3.14 Ток трехфазного КЗ при 9 отпайке в минимальном режиме.

Минимальное значение тока короткого замыкания получается при 9 отпайке, соответственно выставляем 9 отпайку.

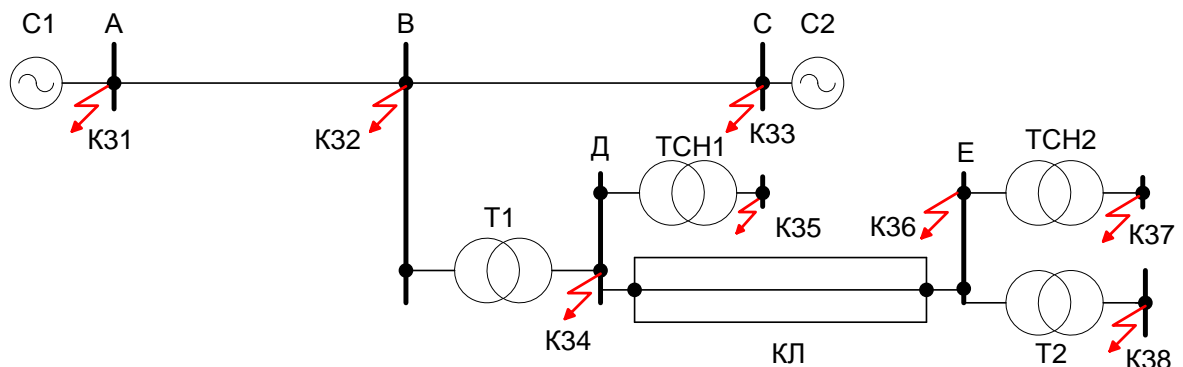


Рис.1.3.15 Расчетная схема максимального режима узловой подстанции

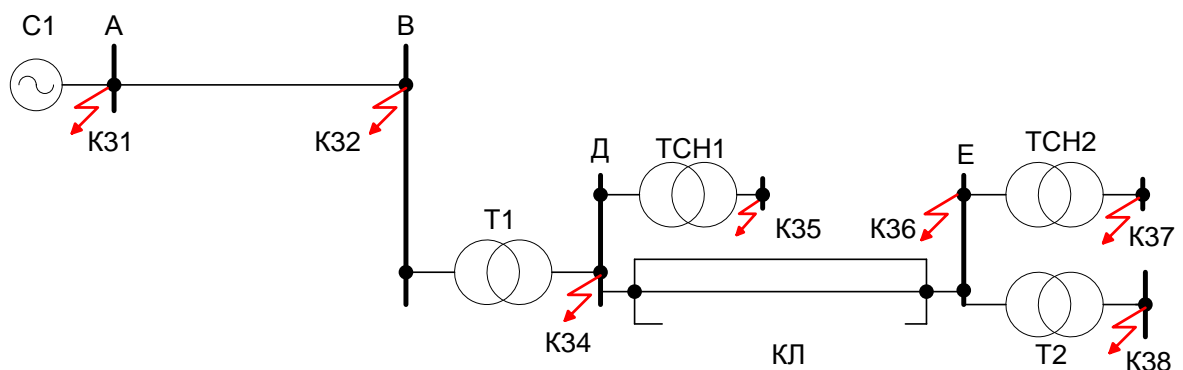


Рис.1.3.16 Расчетная схема минимального режима узловой подстанции

## 1.4 Выбор основного оборудования

### Выбор сечения кабельной линии к цеху

Нагрузка цеха:

Таблица 1.4.1 — Трансформатор цеха

Трансформатор	Количество	Мощность
	4	2,5 МВА

Таблица 1.4.2 — Асинхронный двигатель цеха

Асинхронный двигатель	Количество	Активная мощность, $P_d$	$\cos(\varphi)$	КПД, $\eta$	Коэффициент пуска $K_p$
	2	1250 кВт	0,89	96,4 %	5,5

Полная мощность нагрузки составит:

$$S = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_d \cdot P_d}{\cos(\varphi) \cdot \eta} = (4 \cdot 2,5) + \frac{2 \cdot 1,25}{0,89 \cdot 0,964} = 12,913 \text{ МВА} \quad (1)$$

Длительный ток нормального режима

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{12913}{\sqrt{3} \cdot 10} = 745,6 \text{ А} \quad (2)$$

Максимальный ток послеаварийного режима

$$I_{H \text{ макс}} = I_H = 745,6 \text{ А} \quad (3)$$

Для одной цепи это много, так как по каталогу допустимый ток для трехжильного кабеля с сечением 240 мм<sup>2</sup> составляет 392 А.

Рассчитаем вариант с 3 цепями.

Определили  $K_p$  по [2, п. 1.3.6]

$K_{с.н}$  по [2, п. 1.3.26]

$K_{ср}$  берем при нормальной температуре среды

Таблица 1.4.3 — Коэффициенты для расчета

Коэффициент снижения токовой нагрузки (для двух работающих цепей)	$K_{с.н}$	0,93
Коэффициент среды	$K_{ср}$	1
Коэффициент перегрузки	$K_p$	1,1

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{H \text{ макс}}}{(N_{\text{цепей}} - 1) \cdot K_p \cdot K_{с.н} \cdot K_{ср}} = \frac{745,6}{(3 - 1) \cdot 1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 364,421 \text{ А} \quad (4)$$

Выбираем кабель АПВБП 3х240/25-10 с допустимым током 392 А.

Выбор сечения по экономической плотности тока.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
						15

Экономическая плотность тока выбирается по [2, табл. 1.3.36]

Таблица 1.4.4 — Данные для расчета

Длительный ток нагрузки нормального режима	$I_H$	745,6
Экономическая плотность тока	$J_э$	1,7

$$q_э = \frac{I_H}{N_{цепей} \cdot J_э} = \frac{745,6}{3 \cdot 1,7} = 146,197 \text{ мм}^2 \quad (5)$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву больше выбранного по экономической плотности, окончательно принимаем КЛ к РУ – 4хАПВБП 3х240/25-10

### Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Ориентировочно определим суммарный емкостной ток

$$I_{C\Sigma} = N_{кЛ} \cdot N_{ц} \cdot L_{кЛ} \cdot k_{кЛ} \quad (6)$$

Таблица 1.4.5 — Данные для расчета

$N_{кЛ}$	Количество электрически связанных КЛ отходящих от шин НН ПС	2	
$N_{ц}$	Количество цепей в КЛ	3	
$L_{кЛ}$	Длина КЛ	1,5	км
$k_{кЛ}$	Удельное значение емкостного тока	2,2	А/км
$C_{оф}$	Емкость 1 км кабеля	0,46	мкФ

Таблица 5. Данные для расчета суммарного емкостного тока

$$k_{кЛ} = 3 \cdot \omega \cdot C_{оф} \cdot U_{ф} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 314 \cdot 0,46 \cdot 5570 \cdot 10^{-6} = 2,2 \frac{\text{А}}{\text{км}} \quad (7)$$

$$I_{C\Sigma} = N_{кЛ} \cdot N_{ц} \cdot L_{кЛ} \cdot k_{кЛ} = 2 \cdot 3 \cdot 1,5 \cdot 2,2 = 19,83 \text{ А} \quad (8)$$

По ПТЭ для сети, в которой  $I_{C\Sigma} < 20 \text{ А}$  компенсация емкостного тока не требуется, режим работы изолированная нейтраль.



## Рассчитаем необходимое сечение ВЛ 110 кВ

Таблица 1.4.6 — Данные для расчета сечения ВЛ

Максимальная транзитная мощность	$S_{тр} = 90 \text{ МВА}$
Количество питающих линий	$N_{вл} = 2$
Номинальное напряжение ВЛ	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
Экономическая плотность тока	$J_{эк} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot N_{вл} \cdot U_{ном}} = 0,236 \text{ кА} \quad (26)$$

По ПУЭ экономически целесообразное сечение

$$S = \frac{I_{\text{раб.макс.вл}}}{J_{эк}} = \frac{236}{1,1} = 214 \text{ мм}^2 \quad (27)$$

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 240/32

По [2, табл. 1.3.29] по условию нагрева провод сечением 240 мм<sup>2</sup> выдержит ток 605 А.

По условиям радиопомех и короны [17, табл. 3.7] минимальное сечение для воздушной линии 110 кВ составляет 70 мм<sup>2</sup>

По условию нагрева сечение больше, чем по условиям короны и радиопомех. Окончательно выберем провод воздушной линии – АС 240/32.

## Нормативные требования к выбору выключателей

По [4, п. 2.3.3.2] в сетях 110 кВ к установке принимаем элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные. Разъединители 110 кВ пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа.

Исходя из требований [5, п. 4.12] в ОРУ 110 кВ элегазовые выключатели должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур.

Согласно [5, п. 4.23] разъединители на 110 кВ должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах.

Положениями [18] нормируются номинальные значения напряжений, токов, токов отключения.

## Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

Определение  $I_{\text{в.раб.макс}}$

Таблица 1.4.7 — Данные для определения рабочего максимального тока

Максимальная транзитная мощность	$S_{тр} = 90 \text{ МВА}$
Номинальное напряжение	$U_{\text{в.ном}} = 110 \text{ кВ}$

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$I_{\text{в.раб.макс}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{в.ном}}} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 110} = 472,3 \text{ А} \quad (28)$$

Необходимые значения для расчета сведены в таблицу. Ток трехфазного КЗ рассчитан в программе ТоКо, значения  $K_y$  и  $T_a$  взяты из [15, табл. 3]

Таблица 1.4.8 — Данные для расчета параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{\text{к.п.}}^3 = 7,729 \text{ кА}$
Постоянная времени затухания апериодической составляющей	$T_a = 0,05 \text{ с}$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_y = 1,8 \text{ кА}$

Выбираем к установке выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ. Производитель – ООО "Эльмаш (УЭТМ)". г.Екатеринбург, чьи выключатели допущены к установке на объектах ОАО "ФСК ЕЭС". Параметры взяты из [19].

Таблица 1.4.9 — Параметры выключателя и время действия РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{\text{о.в.мин}} = 0,03 \text{ с}$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{\text{о.в}} = 0,055 \text{ с}$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{\text{рз.мин}} = 0,01 \text{ с}$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{\text{рз.макс}} = 1 \text{ с}$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{к.п.}}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,729 = 19,674 \text{ кА} \quad (29)$$

Определяем апериодическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 \text{ с}$

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п.}}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 7,729 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 4,911 \text{ кА} \quad (30)$$

$$t = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{о.в.мин}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (31)$$

Расчет термического воздействия тока короткого замыкания

$$W_k = (I_{\text{к.п.}}^3)^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = (7,729)^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (32)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{о.в}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с} \quad (33)$$

Таблица 1.4.10 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, А$	472,3	$I_{ном}, А$	2500
$I_{к.п}^3, кА$	7,729	$I_{о.ном}, кА$	40
$i_{γ}, кА$	19,674	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a,t}, кА$	4,911	$i_{a,доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{о.ном}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,6 кА
$B_k, кА^2 \cdot с$	66	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА <sup>2</sup> · с

Таблица 1.4.11 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, А$	472,3	$I_{ном}, А$	2500
$I_{к.п}^3, кА$	7,729	–	–
$i_{γ}, кА$	19,674	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a,t}, кА$	4,911	–	–
$B_k, кА^2 \cdot с$	66	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА <sup>2</sup> · с

### Выбор выключателей и КРУ

Согласно [4, п. 2.3.3.2] в сетях 6-35 кВ применяем вакуумные выключатели внутренней установки.

По [5, п. 4.14] в РУ 6,10 кВ устанавливаем шкафы КРУ с вакуумными выключателями.

Выбирая выключатели на 10 кВ пользуемся указаниями из [20], [21].

### Выбор выключателя и КРУ для вводного выключателя секции шин 10 кВ

Таблица 1.4.12 — Данные для расчета параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{к.п}^3 = 12,001 \text{ кА}$
Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	$T_a = 0,06 \text{ с}$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_{γ} = 1,85 \text{ кА}$

Выбираем по каталогу [22] КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ на номинальное напряжение 10 кВ. Производитель: ЗАО

"Группа компаний "Электрощит" – ТМ Самара", город Самара, чье оборудование допущено к установке на объектах ОАО "ФСК ЕЭС"

Таблица 1.4.13 — Параметры выключателя и РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{o.v.мин} = 0,03 \text{ с}$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{o.v} = 0,05 \text{ с}$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.макс} = 3 \text{ с}$

Определение  $I_{в.раб.макс}$

Таблица 1.4.14 — Данные для расчета рабочего максимального тока

Мощность трансформатора 110/10 кВ	$S_{тр} = 40 \text{ МВА}$
Коэффициент перегрузки	$K_{п} = 1,4$
Номинальное напряжение	$U_{в.ном} = 10 \text{ кВ}$

$$I_{в.раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{тр}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1,617 \text{ кА} \quad (34)$$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п.}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 12,001 = 31,39 \text{ кА} \quad (35)$$

Определяем апериодическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 \text{ с}$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 12,001 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 15,667 \text{ кА} \quad (36)$$

$$t = t_{рз.мин} + t_{o.v.мин} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (37)$$

Расчет термического воздействия тока короткого замыкания

$$W_k = (I_{к.п.}^3)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (12,001)^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 447,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (38)$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{o.v} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с} \quad (39)$$

Таблица 1.4.15 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/2000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	1617	$I_{ном}, \text{ А}$	2000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	12,001	$I_{o.ном}, \text{ кА}$	31,5
$i_y, \text{ кА}$	31,39	$i_{дин}, \text{ кА}$	79
$i_{a.t}, \text{ кА}$	15,667	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{o.ном}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 =$	17,81 кА
$W_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	447,9	$W_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 =$	2976 кА <sup>2</sup> · с

Таблица 1.4.16 — Сопоставление расчетных данных с каталожными КРУ-СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, А$	1617	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{к.п.}^3, кА$	12,001	—	—
$i_y, кА$	31,39	$i_{дин}, кА$	31,5
$i_{a,t}, кА$	15,667	—	—
$B_k, кА^2 \cdot с$	447,9	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 =$	$2976 кА^2 \cdot с$

### Выбор секционного выключателя шин НН ПС

Таблица 1.4.17 — Данные для определения рабочего максимального тока

Мощность нагрузки подстанции	$S_{ПС} = 25,826 МВА$
Номинальное напряжение	$U_{в.НОМ} = 10 кВ$

$$I_{в.раб.макс} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{в.НОМ}} = \frac{25,826}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,745 кА \quad (40)$$

Таблица 1.4.18 — Данные для расчета параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{к.п.}^3 = 12,001 кА$
Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	$T_a = 0,06 с$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_y = 1,85 кА$

Выбираем по каталогу [22] выключатели КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ на номинальное напряжение 10 кВ.

Таблица 1.4.19 — Параметры выключателя и РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{о.в.мин} = 0,03 с$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{о.в} = 0,05 с$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.мин} = 0,01 с$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.макс} = 3 с$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п.}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 12,001 = 31,39 кА \quad (41)$$

Определяем аperiodическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 с$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 12,001 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 15,667 кА \quad (42)$$

$$t = t_{рз.мин} + t_{о.в.мин} = 0,01 + 0,03 = 0,04 с \quad (43)$$

Расчет термического воздействия тока короткого замыкания

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
						21

$$B_K = (I_{к.п.}^3)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (12,001)^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 447,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (44)$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{о.в} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с} \quad (45)$$

Таблица 1.4.20 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	745	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	12,001	$I_{о.НОМ}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	31,39	$i_{дин}, \text{ кА}$	50
$i_{a,t}, \text{ кА}$	15,667	$i_{a,доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{о.НОМ}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	17,81 кА
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	447,9	$B_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

Таблица 1.4.21 — Сопоставление расчетных данных с каталожными КРУ-СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	745	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	12,001	—	—
$i_y, \text{ кА}$	31,39	$i_{дин}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t}, \text{ кА}$	15,667	—	—
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	447,9	$B_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

### Выбор выключателя кабельной линии к цеху

Таблица 1.4.22 — Данные для определения максимального рабочего тока

Мощность нагрузки цеха	$S_{ц} = 12,913 \text{ МВА}$
Номинальное напряжение	$U_{в.НОМ} = 10 \text{ кВ}$

$$I_{в.раб.макс} = \frac{S_{ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.НОМ}} = \frac{21,913}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,745 \text{ кА} \quad (46)$$

Таблица 1.4.23 — Данные для определения параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{к.п.}^3 = 10,645 \text{ кА}$
Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	$T_a = 0,01 \text{ с}$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_y = 1,4 \text{ кА}$

Выбираем по каталогу [22] выключатели КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ на номинальное напряжение 10 кВ.

Таблица 1.4.25 — Параметры выключателя и РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{0.в.мин} = 0,03 \text{ с}$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{0.в} = 0,05 \text{ с}$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.макс} = 3 \text{ с}$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п.}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 10,645 = 21,076 \text{ кА} \quad (47)$$

Определяем апериодическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 \text{ с}$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 10,645 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,275 \text{ кА} \quad (48)$$

$$t = t_{рз.мин} + t_{0.в.мин} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (49)$$

### Выбор выключателя к отходящему присоединению Т 10/0,4 кВ с учетом 40% перегрузки

Таблица 1.4.26 — Данные для определения рабочего максимального тока

Номинальная мощность трансформатора	$S_{т.ном} = 2,5 \text{ МВА}$
Номинальное напряжение	$U_{в.ном} = 10 \text{ кВ}$
Коэффициент перегрузки	1,4

$$I_{в.раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,202 \text{ кА} \quad (50)$$

Таблица 1.4.27 — Данные, для расчета параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{к.п.}^3 = 2,423 \text{ кА}$
Постоянная времени затухания апериодической составляющей	$T_a = 0,02 \text{ с}$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_y = 1,6 \text{ кА}$

Выбираем по каталогу [22] выключатели КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ на номинальное напряжение 10 кВ.

Таблица 1.4.28 — Параметры выключателя и РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{o.v.мин} = 0,03 \text{ с}$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{o.в} = 0,05 \text{ с}$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.макс} = 3 \text{ с}$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п.}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,423 = 5,482 \text{ кА} \quad (51)$$

Определяем апериодическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 \text{ с}$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 2,423 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,02}\right)} = 0,463 \text{ кА} \quad (52)$$

$$t = t_{рз.мин} + t_{o.v.мин} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (53)$$

Расчет термического воздействия тока короткого замыкания

$$W_k = (I_{к.п.}^3)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (2,423)^2 \cdot (3,05 + 0,02) = 18,023 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (54)$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{o.в} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с} \quad (55)$$

Таблица 1.4.29 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	202	$I_{ном}, \text{ А}$	1000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	2,423	$I_{o.ном}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	5,482	$i_{дин}, \text{ кА}$	50
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,463	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{o.ном}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	17,81 кА
$W_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	18,023	$W_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

Таблица 1.4.30 — Сопоставление расчетных данных с каталожными КРУ-СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	202	$I_{ном}, \text{ А}$	1000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	2,423	—	—
$i_y, \text{ кА}$	5,482	$i_{дин}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,463	—	—
$W_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	18,023	$W_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с



## Выбор выключателя к отходящему присоединению электродвигателя 10 кВ

Таблица 1.4.31— Сопоставление расчетных данных с каталожными: КРУ-СЭЩ-70-10

Номинальная мощность электродвигателя	$S_{\text{эд.ном}} = 1,5 \text{ МВА}$
Номинальное напряжение	$U_{\text{в.ном}} = 10 \text{ кВ}$

$$I_{\text{в.раб.макс}} = \frac{S_{\text{эд.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{в.ном}}} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,086 \text{ кА} \quad (58)$$

Таблица 1.4.32 — Данные для расчета параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{\text{к.п.}}^3 = 10,645 \text{ кА}$
Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	$T_a = 0,02 \text{ с}$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_y = 1,6 \text{ кА}$

Выбираем по каталогу [22] КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ на номинальное напряжение 10 кВ.

Таблица 1.4.33 — Параметры выключателя и РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{\text{о.в.мин}} = 0,03 \text{ с}$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{\text{о.в}} = 0,05 \text{ с}$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{\text{рз.мин}} = 0,01 \text{ с}$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{\text{рз.макс}} = 3 \text{ с}$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{к.п.}}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,645 = 24,086 \text{ кА} \quad (59)$$

Определяем аperiodическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 \text{ с}$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п.}}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 10,645 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,02}\right)} = 2,037 \text{ кА} \quad (60)$$

$$t = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{о.в.мин}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (61)$$

Расчет термического воздействия тока короткого замыкания

$$W_k = (I_{\text{к.п.}}^3)^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = (10,645)^2 \cdot (3,05 + 0,02) = 347,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (62)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{о.в}} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с} \quad (63)$$

Таблица 1.4.34 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, А$	86	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{к.п.}^3, кА$	10,645	$I_{о.НОМ}, кА$	20
$i_{γ}, кА$	24,086	$i_{дин}, кА$	50
$i_{a.t}, кА$	2,037	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{о.НОМ}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	17,81 кА
$B_k, кА^2 \cdot с$	347,88	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

Таблица 1.4.35 — Сопоставление расчетных данных с каталожными КРУ-СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, А$	86	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{к.п.}^3, кА$	10,645	—	—
$i_{γ}, кА$	24,086	$i_{дин}, кА$	51
$i_{a.t}, кА$	2,037	—	—
$B_k, кА^2 \cdot с$	347,88	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

### Выбор рабочего вводного выключателя цеха

Таблица 1.4.36 — Данные для расчета максимального рабочего тока

Мощность нагрузки цеха	$S_{ц} = 12,913 \text{ МВА}$
Номинальное напряжение	$U_{в.НОМ} = 10 \text{ кВ}$

$$I_{в.раб.макс} = \frac{S_{ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.НОМ}} = \frac{21,913}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,745 \text{ кА} \quad (64)$$

Таблица 1.4.37 — Данные для расчета параметров выключателя

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя	$I_{к.п.}^3 = 10,645 \text{ кА}$
Постоянная времени затухания аperiodической составляющей	$T_a = 0,01 \text{ с}$
Ударный коэффициент ТКЗ	$K_{γ} = 1,4 \text{ кА}$

Выбираем по каталогу [22] выключатели КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ на номинальное напряжение 10 кВ.

Таблица 1.4.38 — Параметры выключателя и РЗ

Минимальное время выключателя по каталогу	$t_{o.v.мин} = 0,03 \text{ с}$
Полное время выключателя по каталогу	$t_{o.v} = 0,05 \text{ с}$
Минимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$
Максимальное значение времени срабатывания РЗ	$t_{рз.макс} = 3 \text{ с}$

Расчет ударного тока короткого замыкания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п.}^3 = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 10,645 = 21,076 \text{ кА} \quad (65)$$

Определяем апериодическую составляющую ТКЗ в момент времени  $t = 0,04 \text{ с}$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^3 \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} = \sqrt{2} \cdot 10,645 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,275 \text{ кА} \quad (66)$$

$$t = t_{рз.мин} + t_{o.v.мин} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (67)$$

Расчет термического воздействия тока короткого замыкания

$$B_k = (I_{к.п.}^3)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (10,645)^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 346,747 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (68)$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{o.v} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с} \quad (69)$$

Таблица 1.4.39 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	745	$I_{ном}, \text{ А}$	1000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	10,645	$I_{o.ном}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	21,076	$i_{дин}, \text{ кА}$	50
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,275	$i_{a.доп} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{o.ном}$ $= 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	17,81 кА
$B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	346,747	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

Таблица 1.4.40 — Сопоставление расчетных данных с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{в.раб.макс}, \text{ А}$	745	$I_{ном}, \text{ А}$	1000
$I_{к.п.}^3, \text{ кА}$	10,645	—	—
$i_y, \text{ кА}$	21,076	$i_{дин}, \text{ кА}$	51
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,275	—	—
$B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	346,747	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА <sup>2</sup> · с

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
						27

## Выбор резервного вводного выключателя цеха

Резервный вводной выключатель цеха берем точно такой же, как и рабочий. К установке принимаем: ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 и КРУ-СЭЩ-70-10.

## Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ

Таблица 1.4.41 — Данные для проверки КЛ по термической стойкости

Марка кабеля	4хАПвБП 3х240/25-10
ТКЗ в начале КЛ	$I_{к.п}^{(3)} = 10,645 \text{ кА}$
Продолжительность КЗ	$t_{откл} = 3,05 \text{ с}$

Допустимый ток для односекундного короткого замыкания кабеля сечением 240 мм<sup>2</sup> равен  $I_{доп(1)} = 22,7 \text{ кА}$

Расчетная продолжительность отличается от каталожной, поэтому по рекомендации фирмы используем поправочный коэффициент

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{откл}}} = \frac{1}{\sqrt{3,05}} = 0,573 \quad (70)$$

В этом случае допустимый ток составит

$$I_{доп(3)} = I_{доп(1)} \cdot k = 22,7 \cdot 0,573 = 13,0 \text{ кА} \quad (71)$$

## 1.5 Оперативный ток и трансформаторы собственных нужд

### Выбор вида оперативного тока

Согласно [4, п. 2.3.5.2]: На подстанции 110 кВ питание устройств управления коммутационным оборудованием и устройств РЗА должно обеспечиваться системами оперативного постоянного тока (СОПТ).

Для подстанции 110 кВ имеющей шесть выключателей на РУ ВН необходимо применять две аккумуляторные батареи и четыре зарядных устройства, на каждую батарею по два.

По [4, п.2.3.5.5]: на стороне НН проектируемой подстанции для питания РЗА и устройств управления оборудованием применим переменный оперативный ток.

Источниками ПОТ являются трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

### Выбор источников оперативного тока

По [5, п.6.1]:

На проектируемой подстанции 110 кВ должно быть установлено не менее двух ТСН. Мощность каждого не должна превышать 630 кВА.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

На ПС с системами оперативного постоянного тока ТСН подсоединяются к шинам РУ НН через предохранители или выключатели.

При использовании переменного оперативного тока ТСН присоединяются также через предохранители, но на участке между вводами и их выключателями.

### Определение мощности ТСН

ОРУ ВН выполнено по схеме "шестиугольник". На ПС имеется два двухобмоточных трансформатора с расщепленными обмотками. К шинам низкого напряжения подсоединены 4 КЛ к цехам. Режим нейтрали 10 кВ – изолированная нейтраль.

РУ НН выполнено по схеме 10-2 (две секционированные выключателями системы шин). Определим количество ячеек КРУ.

Таблица 1.5.1 — Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1-4 секции	4
Секционный выключатель	2
Секционный разъединитель	2
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-4 секции	4
Отходящие присоединения	4
Итого	18

Таблица 1.5.2 — Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110/10 кВ	5	6	30
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	4	100
Итого			473

Таблица 1.5.3 — Данные для расчета полной нагрузки собственных нужд

$K_c$	0,8
$P_\Sigma$	473 кВт
$\cos\phi$	0,9

$$S_{\text{сн}} = K_c \cdot \frac{P_\Sigma}{\cos\phi} = 0,8 \cdot \frac{473}{0,9} = 420,44 \text{ кВА} \quad (9)$$

Выберем в качестве фирмы-изготовителя ОАО "ПК ХК "Электрозавод", г. Москва.

С сайта фирмы [6] выбрали трансформатор ТМГ-630/10-У1 (Трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ с номинальной мощностью 630 кВА).

### Выберем ТСН РУ (цеха) 10 кВ.

Нагрузкой цеха являются 4 трансформатора 10/0,4 кВ и 2 электродвигателя 10 кВ.

Таблица 1.5.4 — Количество ячеек

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	1
Резервный ввод	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН	1
Отходящие присоединения	6
Итого	11

Таблица 1.5.5 — Определение суммарной активной нагрузки

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	11	11
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			21

Расчитаем  $S_{\text{сн}}$  РУ (цеха)

Таблица 1.5.6 — Данные для расчета мощности собственных нужд цеха

$K_c$	0,8
$P_\Sigma$	21 кВт
$\cos\phi$	0,9

$$S_{\text{сн}} = K_c \cdot \frac{P_\Sigma}{\cos\phi} = 0,8 \cdot \frac{21}{0,9} = 18,66 \text{ кВА} \quad (10)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
						30

Выберем к установке ТМГ-25/10-У1 класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 25 кВА, фирмы-изготовителя ОАО "ПК ХК "Электrozавод", г. Москва.

### Выбор предохранителей на ТСН

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в [7] и [8].

#### Выбор предохранителя для защиты ТСН ТМГ-630/10-У1

По [9] для защиты трансформатора ТМГ-630/10-У1 с  $S_{\text{ном}} = 630$  кВА рекомендуется предохранитель с номинальным током 80 А. С сайта фирмы-изготовителя [10] выбираем предохранитель ПКТ-103-10-80-20У3.

#### Выбор предохранитель для защиты трансформатора ТМГ-25/10-У1

$S_{\text{ном.тсн}} = 25$  кВА выберем с помощью методики, изложенной в [11].

Номинальный ток в месте установки предохранителя

$$I_{\text{ном.тсн.10}} = \frac{S_{\text{ном.тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тсн.вн}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А} \quad (11)$$

Номинальный ток предохранителя

$$I_{\text{ном.пкт}} \geq 2 \cdot I_{\text{ном.тсн.10}} = 2 \cdot 1,44 = 2,88 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель по [10] – ПКТ-101-3,2-12,5

## 2 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЙ РЗА

### 2.1 Выбор видов РЗА

#### Кабельная линия 10 кВ

Выбор видов и выполнения РЗ производили по требованиям [2].

Таблица 2.1.1 — Принятые к установке виды РЗА на КЛ 10 кВ

№	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная, трехрелейная)		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
3	Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю		
4	Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	—
6	УРОВ	—

## Электродвигатель 10 кВ

Таблица 2.1.2 — Принятые к установке виды РЗА на ЭД 10 кВ

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

## Трансформатор 10/0,4 кВ

Необходимые для трансформаторов 10/0,4 кВ защиты предусматриваются по [2 п.3.2.51, ]

Таблица 2.1.3 — Принятые к установке виды РЗА на трансформаторе 10/0,4 кВ

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



## Вводной выключатель 10 кВ

По НТП ПС [п.9.14.1]

Таблица 2.1.4 — Принятые к установке виды РЗА на вводном выключателе 10 кВ

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

## Секционный выключатель 10 кВ

По НТП ПС [п. 9.14.2]

Таблица 2.1.5 — Принятые к установке виды РЗА на секционном выключателе 10 кВ

№ п.п.	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неполная звезда с дополнительным реле.
2	АВР	–
3	ЗДЗ	–
4	УРОВ	–

## Шины 10 кВ

По [2, п. 3.2.126 и п. 3.2.125]

По [5, п. 9.14.3]

Таблица 2.1.6 — Предусматриваемые защиты на шинах 10 кВ

№ п.п.	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	–
2	ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме/ автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты.
5	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключение к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера.

## Трансформатор 110/10 кВ

Согласно [23] трансформатор 110/10 кВ должен быть оборудован газовым реле основного бака и струйным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

По ПУЭ [п. 3.2.51]

Таблица 2.1.7 — Принятые к установке виды РЗА на трансформаторе 110/10 кВ

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

## Воздушная линия 110 кВ

Таблица 2.1.8 — Принятые к установке виды РЗА на трансформаторе 110/10 кВ

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

## 2.2 Выбор типоразмера УРЗА на стороне ВН и НН

### Выбор фирмы-производителя УРЗА

Элементная база по требованиям ОАО "ФСК ЕЭС" – современные микропроцессорные устройства. В средней части России наибольшее распространение имеет микропроцессорная техника РЗА производства ООО НПП "ЭКРА", ООО "АББ" и АО "Шнайдер Электрик". Анализ оборудования приведен в таблице 58.

Таблица 2.2.1 — Сравнительный анализ поставщиков оборудования РЗА

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

В качестве фирмы производителя оборудования РЗА, выбрали ООО НПП "ЭКРА" (г. Чебоксары), оборудование которого допущено к применению на объектах ОАО "ФСК ЕЭС"

### Типоисполнение УРЗА КЛ 10 кВ

По [25] допущены к применению в сетях 35 кВ терминалы БЭ2502 производства компании ООО НПП "ЭКРА"

Выбираем терминал на сайте [24]

Необходимое типоисполнение терминала – БЭ2502А0103

Типоисполнение терминала уточнили по [26]

Окончательно к установке примем: БЭ2502А0103-27Е2 УХЛ3.1

Таблица 2.2.2 — Параметры терминала БЭ2502А0103-27Е2 УХЛ3.1

Номинальный ток аналоговых входов для подключения фазных ТТ	5 А
Номинальный ток аналогового входа для подключения кабельного ТТНП	1 А
Номинальное постоянное напряжение оперативного тока	220 В

### Типоисполнение УРЗА ЭД 10 кВ

Выбираем исполнение УРЗА ЭД с сайта [24] и уточняем по карте заказа [27]

Выбрано типоисполнение терминала: БЭ2502А0701-27Е2 УХЛ3.1

Таблица 2.2.3 — Параметры терминала БЭ2502А0701-27Е2 УХЛ3.1

Номинальный ток вторичной обмотки ТТ	5 А
Напряжение питания только постоянного тока	220 В
Один Интерфейс RS485	
Два оптических интерфейса Ethernet (MTRJ)	
Протокол обмена МЭК-61850	

### Типоисполнение УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Завод-изготовитель поставляет герметичные трансформаторы укомплектованными газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре.

В серии: БЭ2502 нет отдельного исполнения без дифференциальной защиты для РЗА трансформаторов, поэтому выберем исполнение для токовой защиты линии но без цепей напряжения.

Выбираем исполнение УРЗА с сайта [24] и уточняем по карте заказа [26]

Выбрали для установки терминал защиты БЭ2502А0101-2702 УХЛ3.1

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Таблица 2.2.4 — Параметры терминала БЭ2502А0101-2702 УХЛЗ.1

Номинальный ток аналоговых входов для подключения фазных ТТ	5 А
Номинальный ток аналогового входа для подключения кабельного ТТНП	1 А
Номинальное постоянное напряжение оперативного тока	220 В
Дискретных входов/ выходных реле	24/19
Аналоговых каналов тока/напряжения	4/0

### Типоисполнение УРЗА вводного выключателя 10 кВ

Выбираем исполнение УРЗА ввода с сайта [24] и уточняем по карте заказа [28]

Выбран терминал БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.1

Таблица 2.2.5 — Параметры терминала БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.1

Номинальный переменный ток	5 А
Номинальное напряжение оперативного питания	220 В
Аналоговых каналов тока/напряжения	3/0
Дискретных входов/ выходов реле	24/19

### Типоисполнение УРЗА секционного выключателя 10 кВ

Выбираем исполнение УРЗА ввода с сайта [24] и уточняем по карте заказа [29]  
Выбран терминал БЭ2502А0201-2702 УХЛЗ.1

Таблица 2.2.6 — Параметры терминала БЭ2502А0201-2702 УХЛЗ.1

Номинальный переменный ток	5 А
Номинальное напряжение оперативного питания постоянного тока	220 В
Аналоговых каналов тока/напряжения	3/0
Дискретных входов/выходных реле	24/19
Функции	МТЗ
	ЗДЗ
	ЛЗШ
	УРОВ
	АУВ
	АВР
	ЗНР

### Типоисполнение УРЗА ячейки ТН 10 кВ

На сайте фирмы выбираем терминал [24] и уточняем по карте заказа [31]  
 Выбран терминал БЭ2502А0402-00Е2 УХЛЗ.1

Терминал выполняет все необходимые функции контроля напряжения и частоты секции

Таблица 2.2.7 — Параметры терминала Параметры терминала БЭ2502А0402-00Е2 УХЛЗ.1

ЗМН	Для УРЗА ВВ, ЭД
Неселективная сигнализация от ОЗЗ (УКИ)	
ПО по минимальному напряжению для МТЗ с пуском по напряжению	т.к. УРЗА ВВ и трансформатора сами не измеряют напряжение
АЧР/ЧАПВ	На ПС для отключения части нагрузки при опасном снижении частоты в составе АОСЧ
Контроль исправности вторичных цепей напряжения.	

### Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ

У компании ЭКРА нет собственных производимых устройств ЗДЗ. Поэтому, в качестве регистратора дуговых замыканий возьмем устройство ДУГА-О, имеющее 4 волоконно-оптических датчика (ВОД-Л), от компании "Механотроника" непосредственно с сайта [30].

Таблица 2.2.8 — Параметры терминала БЭ2502А0201-2702 УХЛ3.1

Количество входных сигналов	4
Количество выходных сигналов	5
Выполняемые функции	Передача сигналов датчиков на шинки защиты Сигнализация срабатывания Самодиагностика

### Типоисполнение УРЗА трансформатора 110/10 кВ

ОРУ ВН выполнено по схеме 8 "шестиугольник"

Таблица 2.2.9 — Требования к составу РЗА трансформатора 110 кВ

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

На сайте [24] выбрали шкаф защит трансформатора ШЭ2607 152. Уточнили по карте заказа [32] исполнение шкафа. К установке принимаем ШЭ2607 152-27Е2УХЛ4

Таблица 2.2.10 — Комплекты защит шкафа ШЭ2607 152-27Е2УХЛ4

Комплекты защит	База	Функции
А1	БЭ2704 041	ДЗТ МТЗ НН1 с пуском по напряжению МТЗ НН2 с пуском по напряжению Логика отключения от газовой защиты Логика отключения от газовой защиты РПН УРОВ
А2	БЭ2704 073	МТЗ Логика отключения от газовой защиты Логика отключения от газовой защиты РПН УРОВ АУВ АПВ
А3	БЭ2502 А0501	АРКТ

Для резервной защиты трансформатора выбираем шкаф типа ШЭ2607 041  
Шкаф реализует функции резервных ступенчатых защит с пуском по напряжению:

МТЗ выполнена с комбинированным пуском по напряжению стороны НН1 и НН2 трансформатора. ТНЗНП имеет одну ступень. Терминал реализует функции ускорения действия МТЗ и ТЗНП при включении выключателя.

### Типоисполнение УРЗА ВЛЭП 110 кВ

С сайта [24] выбираем следующие виды шкафов, с необходимыми функциями.

Таблица 2.2.11 — Шкафы и функции

Шкаф	Реализуемые функции
ШЭ2607 092	ДЗЛ, КСЗ
ШЭ2607 021	ДЗ, ТНЗНП
ШЭ2607 019 (2 шкафа)	АУВ с трехфазным приводом присоединений ,УРОВ

## 3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

### 3.1 Электродвигатель 10 кВ

К каждой секции шин НН подключены 2 электродвигателя  $P_{д.ном} = 1250$  кВт  
 $U_{д.ном} = 10$  кВ ,  $\cos\varphi = 0,89$  ,  $\eta = 96,4\%$  ,  $K_{п} = 5,5$  ,  $t_{п} = 10$  с ,  $I_{0\Sigma} = 19,83$  А ,  
 $I_{к.макс}^{(3)} = 10,645$  кА ,  $I_{к.мин}^{(3)} = 7,962$  кА . ЭД соединен с ячейкой КРУ короткой ( $L_{кл} = 50$  м) КЛ АПВП 3х35 мм<sup>2</sup>. Защита выполнена на терминале БЭ2502А0701-27Е2 УХЛЗ.1

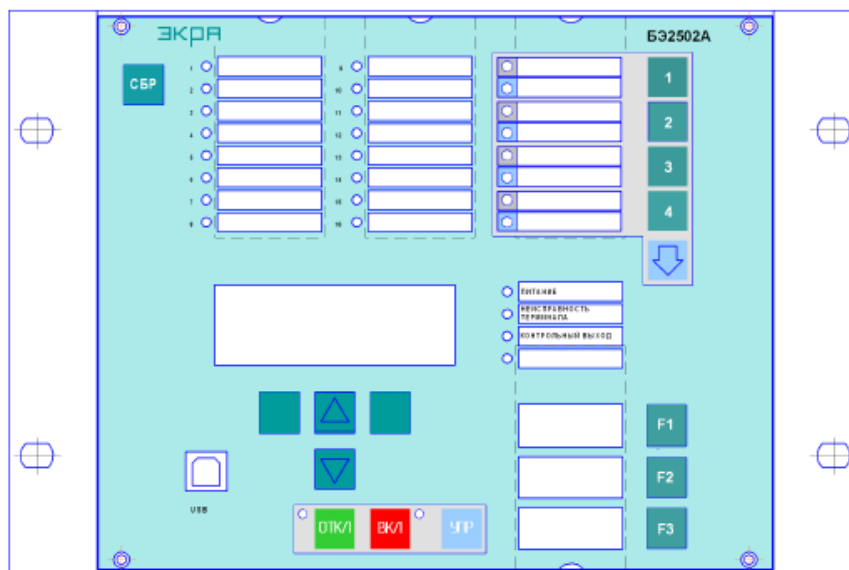


Рис. 3.1.1 Вид терминала БЭ2502А



## Токовая отсечка от м/ф КЗ

По [2] ТО электродвигателя отстраивается от пускового тока

$k_{отс} = 1,2$  согласно [33]

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{2} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1250}{\sqrt{2} \cdot 10 \cdot 0,89 \cdot 0,964} = 103,021 \text{ А} \quad (72)$$

$$I_{о.д.} = k_{отс} \cdot K_{п} \cdot I_{д.ном} = 1,15 \cdot 5,5 \cdot 103,021 = 651,61 \text{ А} \quad (73)$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится по [2, п. 5.3.47] при КЗ на выводах электродвигателя.

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,645 = 9218 \text{ А} \quad (74)$$

$k_{от.ч.сх}^{(2)} = 1$  - Для схемы неполная звезда с дополнительным реле

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{о.д.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{9218}{679,94} \cdot 1 = 14,14 \quad (75)$$

Расчетный коэффициент чувствительности больше как нормативного, так и рекомендованного - 2 по [33]

Уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводящегося к токовым аналоговым входам. Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД.

$$I_{о.д(2)} = \frac{I_{о.д.}}{n_{т}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{679,94 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 21,7 \text{ А} \quad (76)$$

$$n_{т} = \frac{I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{150}{5} \quad (77)$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М по [35]

$k_{сх}^{(3)} = 1$  - коэффициент схемы неполная звезда с дополнительным реле при трехфазном режиме работы.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 3.1.1 — Уставки первой ступени МТЗ (МТЗ-1), настроенной на ТО ЭД от междуфазных КЗ

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	Функция	ВКЛ
	I, А	21,7
	T, с	0,00
	Направленность	ОТКЛ
	Удвоение	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

### Защита от ОЗЗ

Так как емкостной ток даже одной секции  $I_{0\Sigma} = 19,83 \text{ А} > 10 \text{ А}$  - допустимого суммарного емкостного тока для ЭД мощностью менее 2 МВт, то защита от ОЗЗ без ВВ действует на отключение электродвигателя. ПО тока защиты присоединен к кабельному трансформатору тока нулевой последовательности ячейки КРУ.

Реализация защиты от ОЗЗ - ненаправленная.

Ток срабатывания отстраивается от емкостного тока двигателя и короткой кабельной линии к нему при ОЗЗ.

$$I_{з.озз.д} = k_{отс} \cdot K_{БР} \cdot (I_{с.д} + I_{с.кл.д}) \quad (78)$$

Где  $k_{отс} = 1,2$

$K_{БР} = 3$  согласно [2], так как указаний по выбору броска собственного емкостного тока в документации на терминал БЭ2502А07 [35] указаний нет.

$$I_{с.д} = 0,03 \cdot S_{д.ном} \quad (79)$$

$$I_{с.кл.д} = k_{кл.д} \cdot L_{кл.д} = 0,72 \cdot 0,05 = 0,036 \text{ А} \quad (80)$$

к-удельное значение емкостного тока КЛ, для сечения  $35 \text{ мм}^2$  и напряжения 10 кВ равно  $0,72 \text{ А/км}$ .

Полная мощность электродвигателя

$$S_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1250}{0,89 \cdot 0,964} = 1457 \text{ кВА} \quad (81)$$

Собственный емкостной ток защищаемого электродвигателя

$$I_{с.д} = 0,03 \cdot S_{д.ном} = 0,03 \cdot 1457 = 0,043 \text{ А} \quad (82)$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ

$$I_{з.озз.д} = k_{отс} \cdot K_{БР} \cdot (I_{с.д} + I_{с.кл.д}) = 1,2 \cdot 2 \cdot (0,043 + 0,036) = 0,183 \text{ А} \quad (83)$$

Оценим коэффициент чувствительности токовой защиты электродвигателя от ОЗЗ

$$k_{ч} = \frac{I_{0\Sigma}}{I_{з.озз.д}} = \frac{19,83}{0,183} = 108,16 \gg 1,5 \quad (84)$$

Значение  $k_{ч}$  удовлетворяет необходимым требованиям по чувствительности защиты от ОЗЗ для ЭД

Определим вторичный ток срабатывания ТЗ ЭД от ОЗЗ.

$$I_{з.озз.д(2)} = \frac{I_{з.озз.д}}{n_{от}} = \frac{0,183}{25} = 0,007 \text{ А} \quad (85)$$

$$n_{от} = \frac{25}{1} \quad (86)$$

Возможный диапазон уставок по току терминала БЭ2502А07 задается в долях от номинального вторичного тока ТТНП, равного 1 А.

Для установки на ввод КЛ в ячейке КРУ электродвигателя выбран ТТНП - ТЗЛМ-1 для кабелей диаметром до 70 мм по [34.

$$I_{з.озз.уст} = \frac{I_{з.озз.д(2)}}{I_{ном.тт}} = \frac{0,007}{1} = 0,007 \text{ А} \quad (87)$$

Данная уставка не входит в допустимый диапазон тока срабатывания ОЗЗ(0,01-2)· $I_{н}$ , поэтому берем минимальную уставку равную 0,01.

Значение изменилось, поэтому первичный фактический ток срабатывания ОЗЗ будет равен:

$$I_{з.озз.факт} = I_{уст} \cdot I_{ном} \cdot n_{от} = 0,01 \cdot 1 \cdot \frac{25}{1} = 0,25 \text{ А} \quad (88)$$

Действительный коэффициент чувствительности

$$k_{ч.факт} = \frac{I_{0\Sigma}}{I_{з.озз.факт}} = \frac{19,83}{0,25} = 79,32 \quad (89)$$

Даже при загрузлении уставки, вследствие невозможности задать меньшую величину, чувствительность удовлетворяет требованиям с запасом.

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 3.1.2 — Таблица уставок ТЗ от ОЗЗ ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от ОЗЗ	Функция	ВКЛ
	Действие	ЗАЩИТА
	$3I_{0\ 1г}$	ВКЛ
	$3I_{0\ вг}$	ОТКЛ
	$3U_0$	ОТКЛ
	$3I_{0\ 1г}, А$	0,25
	Характеристика	Независимая
	T, с	0,03
	Направленность	ОТКЛ
	Удвоение	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

### Защита от перегрузки

Защиту от технологической перегрузки выполним на третьей (чувствительной) ненаправленной ступени МТЗ-3, с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Что соответствует [2, п. 5.3.49].

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{з.п.д} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{д.доп} \quad (90)$$

$k_{отс} = 1,05$  рекомендованное в [35] значение для защиты от перегрузки электродвигателя при действии на сигнал.

$k_B = 0,94$  для МТЗ терминала БЭ2502А07

$$I_{д.доп} = 1,1 \cdot I_{д.ном} = 1,1 \cdot 103,021 = 113,32 \text{ А} \quad (91)$$

$$I_{з.п.д} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 113,32 = 126,6 \text{ А} \quad (92)$$

Вторичный ток срабатывания

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{126,6 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 4,22 \text{ А} \quad (93)$$

Данная уставка входит в диапазон тока срабатывания.

Выдержка времени ЗП выбирается таким образом, чтобы обеспечить надежное несрабатывание защиты при пуске и самозапуске.

$$t_{з.п.д} = k_{зп} \cdot t_{п} = 1,3 \cdot 10 = 13 \text{ с} \quad (94)$$

Для реализации защиты от перегрузки используем самую чувствительную ступень (третью) трехступенчатой МТЗ терминала БЭ2502А07

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 3.1.3 — Таблица уставок третьей ступени МТЗ-3

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-3	Функция	ВКЛ
	Действие	СИГНАЛ
	I, А	4,21
	T, с	13
	Характеристика	Нормально инверсная
	Направленность	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

### Защита от затянутого пуска

Защита от затянутого пуска предназначена для выявления неуспешного пуска электродвигателя вследствие недопустимой нагрузки. Защита срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки пускового тока в течении времени, заданного уставкой выдержки времени.

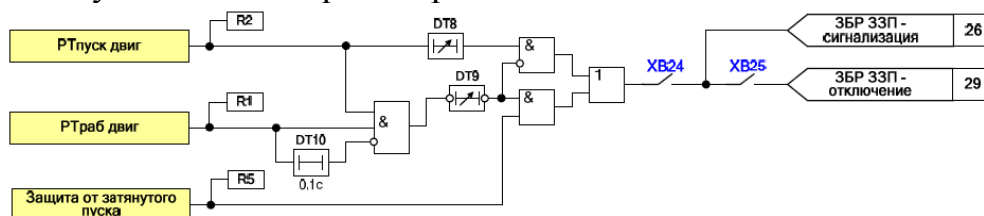


Рис.3.1.2 Функциональная схема работы защиты от блокировки ротора и затянутого пуска.

Защита от блокировки ротора и защиты от затянутого пуска вводится в работу программной накладкой XB24, а действие на отключение задается накладкой XB25

Ток срабатывания защиты вследствие заклинивания ротора.

$$I_{з.з.п.д} = K_{п} \cdot I_{д.ном} = 5,5 \cdot 103,021 = 566,62 \text{ А} \quad (95)$$

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{з.з.п.д(2)} = \frac{I_{з.з.п.д}}{n_{т}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{566,62 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 18,89 \text{ А} \quad (96)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току.

Таблица 3.1.4 — Уставки ЗЗП электродвигателя

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого пуска	Функция	ВКЛ
	I, А	18,89
	T, с	15
	Принцип действия	I и t
	Блокировка	ОТКЛ

### Защита минимального напряжения

Рассматриваемое УРЗА ЭД имеет входы для измерения напряжения секции, поэтому ЗМН непосредственно выполняется УРЗА тех электродвигателей, которые должны быть отключены при глубоком и длительном снижении напряжения на питающей секции для облегчения самозапуска оставшихся электродвигателей после восстановления напряжения.

Согласно [2, п.5.3.52] ВВ ЗМН выбирается в пределах 0,5-1,5 с - что на ступень больше времени быстродействующих защит от междуфазных коротких замыканий (0,5 с), а уставка по напряжению не более 70% от номинального напряжения.

$$U_{\text{ЗМН}} = 0,7 \cdot 100 = 70 \text{ В} \quad (97)$$

$$t_{\text{ЗМН}} = 0,5 \text{ с}$$

Уставка рекомендованная по [33] составляет 90% номинального напряжения.

$$U_{\text{АПВ}} = 90 \text{ В}$$

$$t_{\text{сам.зап}} = 15 \text{ с}$$

Максимальная ВВ токовых защит присоединений при подключении ЭД к цеху

$$t_{\text{макс.рз}} = 2 \text{ с}$$

$$t_{\text{макс.паузы}} = t_{\text{макс.рз}} + t_{\text{сам.зап}} = 2 + 15 = 17 \text{ с} \quad (98)$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включения выключателя произойдет через время, заданное уставкой  $t_{\text{АПВ}}$ . Рекомендованная уставка по [3] составляет:

$$t_{\text{АПВ}} = 1 \text{ с}$$

Таблица 3.1.5 — Уставки ЗЗП электродвигателя

Степень защиты	Уставка	Значение
ЗМН	Функция	ВКЛ
	$U_{з\text{мн}}$ , В	70
	$T$ , с	0,5
	АПВ	ВКЛ
	$U_{\text{апв}}$ , В	90
	$T_{\text{апв}}$ , с	1
	$T_{\text{макс.паузы}}$ , с	17
	Блокировка	ОТКЛ

### УРОВ

УРОВ запускается после выдержки времени  $t_{\text{уров}}$ , если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки  $I_{\text{уров}}$

Уставки УРОВ вычисляются по методикам [36] приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования. Рекомендованное ОАО "ФСК ЕЭС" значение тока срабатывания УРОВ - 0,05-0,1 от номинального тока присоединения.

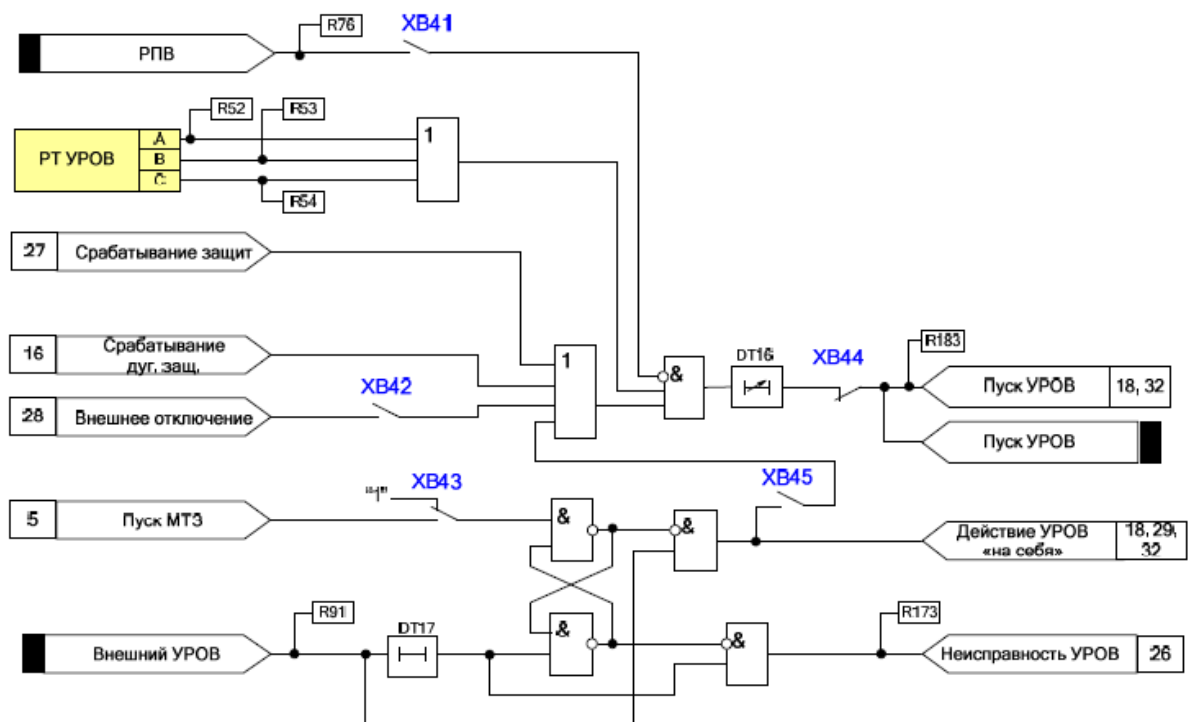


Рис. 3.1.3 Функциональная схема работы УРОВ.

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,05 \cdot 103,021 = 5,15 \text{ А} \quad (99)$$

Вторичное значение тока срабатывания

$$I_{\text{уров}(2)} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{5,15 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 0,171 \text{ А} \quad (100)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,2 до 20 А.

Если в расчете получилось значение меньше допустимого, то по рекомендации ОАО "ФСК ЕЭС" принимается минимально возможное время срабатывания.

ВВ УРОВ выбирается по [МУ ОАО "ФСК ЕЭС"]

$$t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с}$$

Для выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 полное время отключения составляет 50 мс.

$$\begin{aligned} t_{\text{уров}} &= t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} \\ t_{\text{уров}} &= 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,255 \text{ с} \end{aligned} \quad (101)$$

Таблица 3.1.6 — Уставки УРОВ ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	ВКЛ
	I, А	5,15
	T, с	0,26

### 3.2 Трансформатор 10 кВ

К цеху подключен трансформатор ТМГ 21-2500/10-У1 схема и группа соединения обмоток Д/УН-11.

$S_{\text{т.ном}} = 1000 \text{ кВА}$ ,  $U_{\text{т.ном.вн}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{т.ном.нн}} = 0,4 \text{ кВ}$ , ПБВ  $\pm 2,5\%$ ,

$I_{\text{к.макс.вн}}^{(3)} = 10,645 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{к.мин.вн}}^{(3)} = 7,962 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{к.макс.нн}(0,4)}^{(3)} = 2,423 \text{ кА}$ ,

$I_{\text{к.мин.нн}(0,4)}^{(3)} = 2,299 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{к.макс.нн}}^{(3)} = 0,097$ ,  $I_{\text{к.мин.нн}}^{(3)} = 0,092$  - ток приведенный в стороне ВН. Трансформатор соединен с ячейкой КРУ короткой линией ( $L_{\text{кл}} = 50 \text{ м}$ ). Защита выполнена на терминале БЭ2502А0101-2702 УХЛЗ.1

#### Токковая отсечка

Ток срабатывания отсечки по условию отстройки от максимального тока короткого замыкания за трансформатором, приведенного к стороне ВН.

$$I_{\text{то}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.макс.нн}}^{(3)} = 1,15 \cdot 97 = 111,5 \text{ А} \quad (102)$$

где  $k_{\text{отс}}$  - принимаем равным 1,15 согласно [37].

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Второе условие: ток срабатывания отсечки отстраивается от бросков тока намагничивания, появляющихся при включении трансформатора под напряжение.

$$I_{\text{ТО}} = k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} \quad (103)$$

$k_{\text{Н}} = 7,05$  – коэффициент броска намагничивающего тока согласно [37].  
где  $k_{\text{отс}}$  - принимаем равным 1,1 согласно [37].

Номинальный ток на стороне ВН трансформатора

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.НОМ.ВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,73 \text{ А} \quad (104)$$

$$I_{\text{ТО}} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,73 = 447,73 \text{ А} \quad (105)$$

За значение тока срабатывания принимается наибольшее из двух значений.

$$I_{\text{ТО}} = \max\{111,5; 447,73\} = 447,73 \text{ А} \quad (106)$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при двухфазном коротком замыкании на стороне ВН в минимальном режиме работы энергосистемы

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{\text{ТО}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7962}{447,73} \cdot 1 = 15,40 \quad (107)$$

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

$k_{\text{ч}}$  согласно [2, п. 3.2.21.8] должен быть не менее двух. Следовательно чувствительность обеспечивается.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.о.втор}} = \frac{I_{\text{ТО}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} \quad (108)$$

Выберем трансформаторы тока ячейки КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 к шинам цеха.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН трансформатора

$$I_{\text{Т.раб.макс}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,82 \text{ А} \quad (109)$$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10 с  $n_{\text{Т}} = \frac{100}{5}$

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$k_{сх}^{(3)} = 1$  для схемы неполная звезда с дополнительным реле.

Вторичный ток срабатывания токовой отсечки.

$$I_{с.о.втор} = \frac{447,73 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 22,4 \text{ А} \quad (110)$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон уставок по току терминала.

Уставку по времени принимаем минимально возможной 0 с.

Таблица 3.2.1 — Уставки ТО трансформатора 10/0,4 кВ

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-1	ВКЛ	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Иср.МТЗ-1	22,4 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср.МТЗ-1	0,00	Время срабатывания МТЗ-1

### МТЗ трансформатора

$$I_{МТЗ} = k_{н.с.} \cdot \frac{k_{н.} \cdot k_{сам.зап.}}{k_{в.}} \cdot I_{т.раб.макс} \quad (111)$$

где  $k_{н.} = 1,1$  согласно [37]

$k_{н.с.} = 1,1$  – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя на стороне низкого напряжения взятый из [37].

$k_{с.сап} = 1,5 \dots 6$  – коэффициент самозапуска нагрузки, принимаемый в соответствии с количеством электродвигателей [37].

$k_{в.} = 0,94$  – коэффициент возврата ПО тока по [34].

Ток срабатывания МТЗ

$$I_{МТЗ} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,94} \cdot 80,82 = 156,7 \text{ А} \quad (112)$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на выводах низкого напряжения трансформатора

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин.нн.}^{(3)}}{I_{с.з.}} \cdot k_{от.ч.сх\Delta/Y}^{(2)} = \frac{2299}{156,7} \cdot 0,5 = 7,36 \quad (113)$$

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

Полученный при расчете коэффициент больше нормативного, определяемого по [2, п.3.2.31.1]. Пуск по напряжению не требуется.

Вторичный ток срабатывания МТЗ

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{156,7 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,8 \text{ А} \quad (114)$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон уставок по току терминала.

Для выбора выдержки времени МТЗ нужно учесть выдержки времени расцепителей автоматических выключателей ввода НН и выбрать степень селективности между терминалом защиты трансформатора и 10/0,4 кВ и вводом НН (рис. 3.2.1).

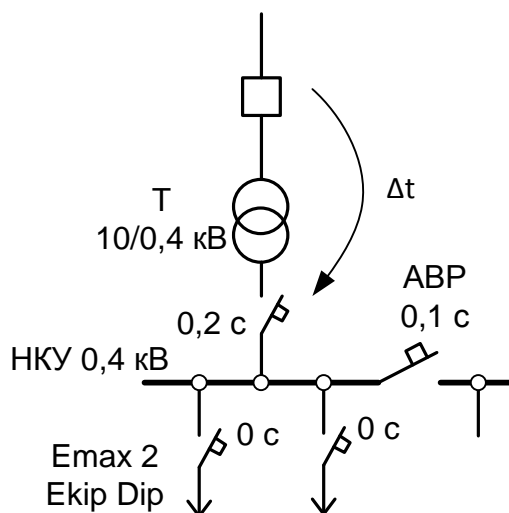


Рис. 3.2.1 НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ.

В НКУ 0,4 кВ установлены автоматические выключатели Emax 2 [38], с МП расцепителями Ekip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в расцепителях используются ТО и МТЗ с независимой ВВ.

Чтобы выбрать выдержки времени МТЗ терминала трансформатора 10/0,4 кВ необходимо рассчитать значение степени селективности, между МТЗ расцепителя вводного автомата 0,4 кВ и МТЗ терминала.

$$\Delta t = t_{\text{откл.авт.вв}} + t_{\text{погреш.авт.вв}} + t_{\text{погреш.терм.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}} \quad (115)$$

$$\Delta t = 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с}$$

где  $t_{\text{откл.авт.вв}} = 0,04 \text{ с}$  – время отключения автомата. По данным [38].

$t_{\text{погреш.авт.вв}} = 0,02 \text{ с}$  – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя по данным [38]

$t_{\text{погреш.терм.т}} = 0,025 \text{ с}$  – погрешность ВВ для терминала трансформатора по [34].

$t_{\text{возв.мтз.т}} = 0,065 \text{ с}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, согласно данным [34]

$t_{\text{зап}} = 1 \text{ с}$

Полученную степень селективности округлим до 0,3 с.

В результате получим выдержку времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ВВ.(0,4)}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.} \quad (116)$$

Таблица 3.2.2 — Таблица уставок МТЗ трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-2	ВКЛ	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Исп. МТЗ-2	7,8 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Тр. МТЗ-2	0,60 с	Время срабатывания МТЗ-2

### Защита от перегрузки трансформатора 10/0,4 кВ

Защита от перегрузки предусмотрена с действием на сигнал и выполнена на ступени МТЗ-3.

Параметры защиты от перегрузки рассчитываются согласно указаниям [37].

$$I_{з.п.} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ} \quad (117)$$

$k_{отс} = 1,05$  – коэффициент отстройки, принимаемый согласно [37]

$k_B = 0,94$  – коэффициент возврата по [34]

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

$$I_{з.п.} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 57,73 = 64,49 \text{ А} \quad (118)$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{з.п.} = \frac{I_{з.п.}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{64,94 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,22 \text{ А} \quad (119)$$

Вторичный ток входит в допустимый диапазон уставок.

Согласно требованиям [37] выдержку времени ЗП следует выбирать из диапазона 9...10 с. Примем  $t_{п.Т} = 10$  с.

Таблица 3.2.3 — Таблица уставок ЗП трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-3

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	независимая	Ввод в работу ступени МТЗ-3 и выбор типа ВВ
МТЗ-3 на откл	откл	МТЗ-3 действует на сигнал
Исп. МТЗ-3	3,22 А	Ток срабатывания МТЗ-3
Тр. МТЗ-3	10 с	Время срабатывания МТЗ-3

### Защита от однофазных КЗ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ.

Рассчитаем параметры по методике, изложенной в [33].

Вручную рассчитаем ток однофазного короткого замыкания.

$\frac{1}{3} \cdot Z_{1T} = 0,027$  - сопротивление трансформатор мощностью до 1000 кВа при однофазном коротком замыкании на выводах низкого напряжения по указаниям [33].

Ток однофазного короткого замыкания на стороне 0,4 кВ.

$$I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ср.ном.ф}}}{\frac{1}{3} \cdot Z_{1T}} = \frac{230}{100} = 8518 \text{ А} \quad (120)$$

Ток однофазного короткого замыкания приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)} = \frac{I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)}}{\frac{U_{\text{ср.ном.вн}}}{U_{\text{ср.ном.нн}}}} = \frac{8518}{\frac{10,5}{0,4}} = 325 \text{ А} \quad (121)$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{тр}} \cdot \frac{I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{325}{156,7} = 0,7 < 1,5 \quad (122)$$

$k_{\text{тр}}$  – коэффициент токораспределения

МТЗ на стороне ВН не обеспечивает необходимой чувствительности при однофазном коротком замыкании на стороне 0,4 кВ. Требуется специальная защита.

ТЗНП от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4 кВ трансформатора.

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

$$I_{\text{ТЗНП}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс}} = 0,5 \cdot I_{\text{т.раб.макс.нн}} \quad (123)$$

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

$I_{\text{нб.макс}} = 0,25 \cdot I_{\text{т.раб.макс.нн}}$  – согласно [39].

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

$$I_{\text{т.раб.макс.нн}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном.нн}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,72 \text{ А} \quad (124)$$

$k_{\text{п}} = 1,4$  коэффициент допустимой перегрузки трансформатора  
Ток срабатывания ТЗНП

$$I_{\text{ТЗНП}} = 0,5 \cdot 2020,7 = 1010,36 \text{ А}$$

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Коэффициент чувствительности ТЗНП

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.нн}}^{(1)}}{I_{\text{ТЗНП}}} = \frac{8518}{1010,36} = 8,43 > 1,5 \quad (125)$$

Первичный номинальный ток ТТ в нейтрали выбирается по максимальному току небаланса

$$I_{\text{нб.макс}} = 0,25 \cdot I_{\text{т.раб.макс.нн}} = 0,25 \cdot 2020,72 = 505,18 \text{ А} \quad (126)$$

Выберем трансформатор тока типа ТШП-0,66-IV для установки в нейтрали обмотки НН трансформатора 10/0,4 кВ.

Первичный номинальный ток  $I_{1.\text{ном.т.т.0}} = 600 \text{ А}$ , а вторичный  $I_{2.\text{ном.т.т.0}} = 1 \text{ А}$  Вторичное значение тока срабатывания защиты.

$$I_{\text{ТЗНП.2}} = \frac{I_{\text{ТЗНП}}}{n_{\text{т.0}}} = \frac{1010,36 \cdot 1}{600} = 1,68 \text{ А} \quad (127)$$

Вторичный ток срабатывания защиты входит в ряд допустимых значений уставки терминала БЭ25002А07.

Выдержка времени отстраивается от действия защиты от однофазных коротких замыканий расцепителей автоматических выключателей ввода 0,4 кВ, т.е. 0,2 с.

$$t_{\text{з.0.т}} = t_{\text{з.0.вв0,4}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с} \quad (128)$$

Степень селективности была выбрана ранее.

Таблица 3.2.4 — Таблица уставок ТЗНП Т, выполненной на ступени 3ОЗ3-1

Уставка	Значение	Описание
3ОЗ3-1	Осн. гарм.	Ввод в работу ступени 3ОЗ3-1 Измеряется ток 50 Гц
Иср.3ОЗ3-1	1,68 А	Ток срабатывания 3ОЗ3-1
3ОЗ3 на откл	ВКЛ	Срабатывание 3ОЗ3-1 на отключение

## УРОВ

Параметры УРОВ рассчитаем пользуясь методикой расчета [37].

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{т.ном}} = 0,05 \cdot 57,73 = 2,88 \text{ А} \quad (129)$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{2,88 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,144 \text{ А} \quad (130)$$

Токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задается в долях от номинального вторичного тока трансформатора тока, равного 5 А.

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2\text{ном.тт}}} = \frac{0,144}{5} = 0,028 \text{ А} \quad (131)$$

Но минимально возможная уставка равна 0,07 секунд  
Вторичный ток срабатывания будет равен.

$$I_{\text{срабатывания}} = 0,07 \cdot 5 = 0,35 \text{ А} \quad (132)$$

Выдержка времени УРОВ

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т.}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} \quad (133)$$

$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с}$$

Время возврата и погрешность таймера взяты из [37]. По рекомендациям [37] принимаем ВВ УРОВ равной 0,3 с.

Таблица 3.2.5 — Таблица уставок УРОВ

Уставка	Значение	Описание
Исп.ЗОЗЗ-1	0,35 А	Ток срабатывания ЗОЗЗ-1
МТЗ-3	откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-3 (выполняющей функцию ЗП Т на сигнал)
Вн. отключение	вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл. (от газового реле или реле давления)
Ввод УРОВ	вкл	Функция УРОВ задействована

### 3.3 Кабельная линия 10 кВ

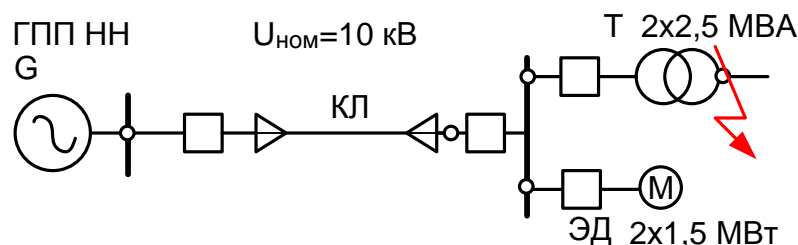


Рис. 3.3.1 Схема сети для расчета параметров УРЗА КЛ к РУ

К секции шин подключена кабельная линия 10 кВ 4хАПВБП 3х240/25-10 питающая РУ цеха со следующей нагрузкой:

4 трансформатора 2,5 МВА

2 электродвигателя 1,5 МВт

РУ цеха выполнено по схеме: одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным вводами.

Рассчитаем уставки МП РЗА терминала кабельной линии, питающей цех. Терминал БЭ2502А01, производства ООО НПП "ЭКРА"

Таблица 3.3.1 — Значения ТКЗ, приведенного к стороне 10 кВ

Режим	$I_{k1-4}^{(3)}$ , кА			
	На шинах НН ПС	На шинах РУ цеха	За Т 10/0,4 кВ цеха	За ТСН 10/0,4кВ цеха
	К1	К2	К3	К4
Макс.	12,001	10,645	0,923	0,34
Мин.	9,047	7,962	0,875	0,33

### Токовая отсечка.

ТО выполняется на МТЗ-1, на грубой ступени.

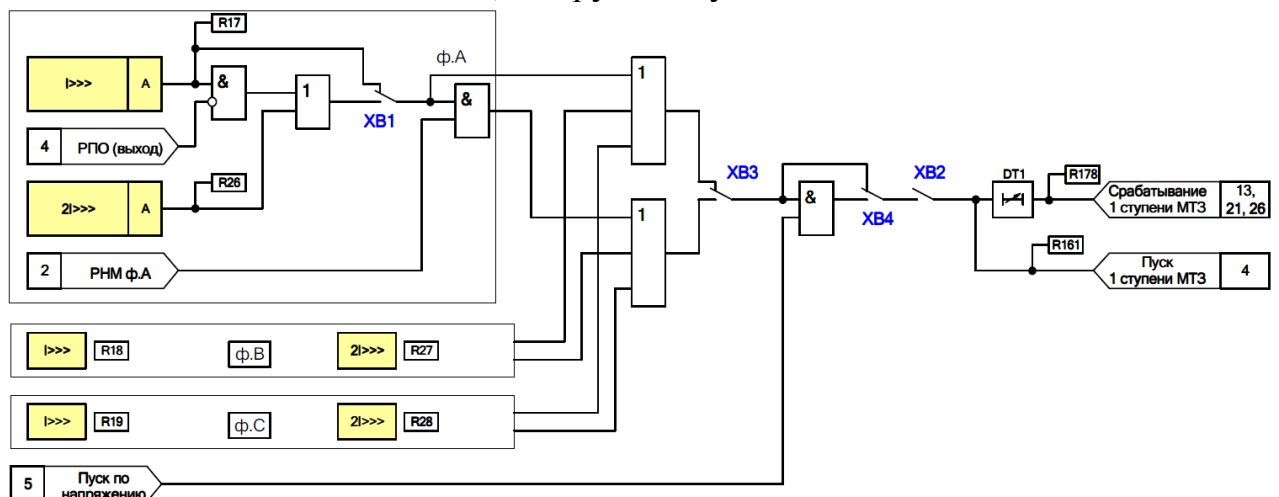


Рис. 3.3.2 Функциональная схема МТЗ-1

Первое условие отстройки отсечки – от максимального тока трехфазного короткого замыкания в конце линии.

$$I_{\text{ТО}} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{кз.макс.ру}}^{(3)} = 1,15 \cdot 10,645 = 12,241 \text{ А} \quad (134)$$

$k_{\text{Н}}$  согласно [33] равен 1,15

$$I_{\text{кз.макс.ру}}^{(3)} = I_{\text{к2}}^{(3)}$$

Ток срабатывания ТО больше максимального тока короткого замыкания в начале линии, токовая отсечка бесполезна и не используется.

Рабочий максимальный ток КЛ при принятом способе резервирования (от стороннего источника)



$$I_{\text{раб.макс.кл}} = N_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 4 \cdot 57,73 + 2 \cdot 103,021 = 436,98 \text{ А} \quad (135)$$

Выбран ТТ ТОЛ-10-М.  $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 500 \text{ А}$ ,  $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$ ,  $n_{\text{Т}} = 500/5$

Токовая отсечка выведена из работы.

### Токовая отсечка с ВВ

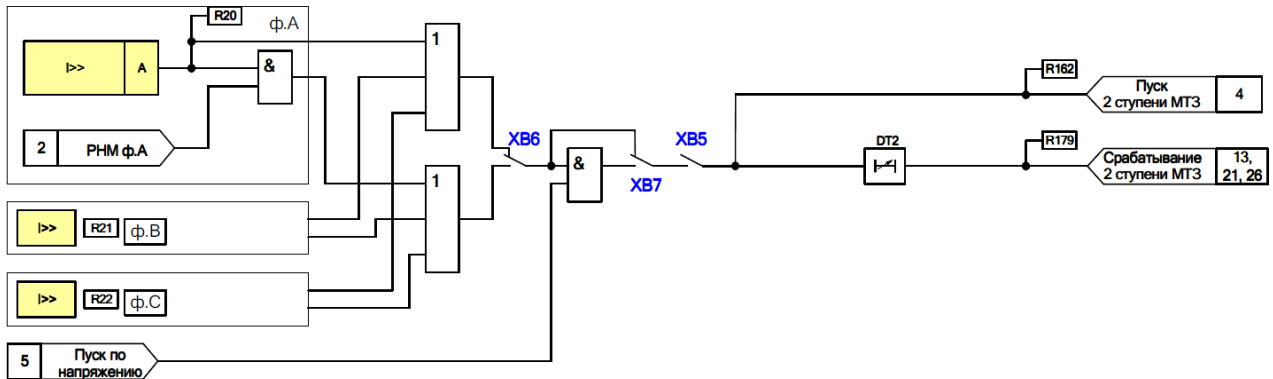


Рис. 3.3.3 Функциональная схема работы МТЗ-2

Токовая отсечка выполняется на второй ступени МТЗ-2. Ток срабатывания отстраивается от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, т.е. ТО трансформатора 10/0,4 кВ и электродвигателя цеха.

$$I_{\text{ТО.ВВ.кл}} \geq k_{\text{н}} \cdot \max\{I_{\text{ТО.Д}}; I_{\text{ТО.Т}}\} \quad (136)$$

$I_{\text{ТО.ВВ.кл}} \geq 1,1 \cdot \max\{651,61; 447,73\} = 1,1 \cdot 651,61 = 716,77 \text{ А}$   
где  $k_{\text{н}} = 1,1$  – коэффициент надежности согласования [33].

По второму условию ТОВВ отстраивается от максимально допустимого пускового тока.

$$I_{\text{ТО.ВВ.кл}(2)} \geq k_{\text{н}} (\Sigma I_{\text{Д.пуск}} + \Sigma I_{\text{Д.НОМ}} + \Sigma I_{\text{Т.НОМ}}) \quad (137)$$

$$I_{\text{ТО.ВВ.кл}(2)} = 1,1 \cdot ([1 \cdot ] + [1 \cdot 103,021] + [4 \cdot 57,73]) = 990,63 \text{ А}$$

Определяющим является второе условие

Оценим чувствительность ТОВВ при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы на шинах цеха.

$$I_{\text{к2.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к2.мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7962 = 6895 \text{ А} \quad (138)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к2.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ТО.ВВ.кл}(2)}} = \frac{6895}{990,63} = 6,96 \quad (139)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, т.е. ТОВВ в данном случае будет являться основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах и при повреждении в любой точке.

Вторичный ток срабатывания

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ					57

$$I_{\text{ТО.ВВ.ВТ}} = \frac{I_{\text{ТО.ВВ.КЛ}(2)}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{990,63 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 9,9 \text{ А} \quad (140)$$

Данное значение входит в доступный диапазон уставок по току.

Выдержка времени по первому условию отстраивается от времени действия ТО электродвигателя и трансформатора цеха. Время действия токовой отсечки ЭД и Т цеха определяется собственным временем срабатывания ИО, которое не превышает 0,04 с [41].

$$t_{\text{ТО.ВВ.КЛ}(1)} = t_{\text{ИО}} + \Delta t = 0,04 + \Delta t_{(1)} \quad (141)$$

По второму условию должна обеспечиваться селективность при КЗ на шинах цеха и срабатывании ЛЗШ

$$t_{\text{ТО.ВВ.КЛ}(2)} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + \Delta t_{(2)} \quad (142)$$

где  $t_{\text{ЛЗШ}}$  – выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя, которая, согласно [42] составляет 1 с.

Определяющим является второе условие.

Определим значение ступени селективности для второго условия:

$$\begin{aligned} \Delta t_{(2)} &= t_{\text{откл.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}} \\ \Delta t_{(2)} &= 0,05 + 2 \cdot 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,25 \text{ с} \end{aligned} \quad (143)$$

$t_{\text{откл.ВВ}}$  – полное время отключения вводного выключателя цеха

$t_{\text{погреш.ов}}$  – погрешность органа времени УРЗА БЭ2502 по [41].

$t_{\text{возвр.ио.т}}$  – время возврата ИО тока токовой отсечки с выдержкой времени [41]

$t_{\text{зап}}$  – время запаса, определяемое согласно [36]

Время срабатывания ТОВВ

$$t_{\text{ТО.ВВ.КЛ}(2)} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ с} \quad (144)$$

Таблица 3.3.2 — Таблица уставок ТОВВ, выполненной на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-2	Предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Контр.напр.2ст.	Не предусмотрен	Контроль направленности МТЗ-2 не предусмотрен
Пуск по U 2ст.	Не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-2 не предусмотрен
Уск.МТЗ-2	Не предусмотрено	Ускорение срабатывания МТЗ-2 не предусмотрено
Иср. МТЗ-2	9,9 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср. МТЗ-2	0,35 с	Время срабатывания МТЗ-2

## МТЗ

МТЗ выполняется на третьей ступени МТЗ-3 (рис. 3.3.4).

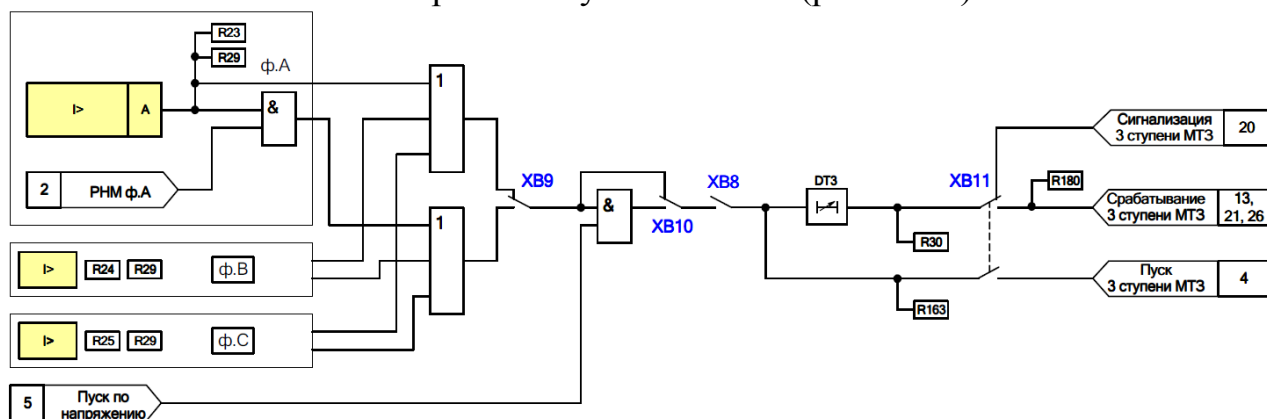


Рис. 3.3.4 Функциональная схема работы МТЗ-3

Предусмотрим функцию автоматического ускорения (снижения выдержки времени) МТЗ при включении выключателя.

Ток срабатывания КЛ выбирается по двум условиям.

Первое:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс.кл}} \quad (145)$$

$k_H = 1,1$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты по [33]

$k_B = 0,94$  – коэффициент возврата ИО по току [33]

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

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{раб.макс.кл}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot N_{\text{ЗС}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{5,5 \cdot 1 \cdot 1,5 + 4 \cdot 1}{2 \cdot 1,5 + 4 \cdot 1} = 1,73 \quad (146)$$

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} \geq \frac{1,1 \cdot 1,73}{0,94} \cdot 436,98 = 888,51 \text{ А} \quad (147)$$

Так как РУ цеха подключается через вводной выключатель, то необходимо согласовать ток срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ ВВ.

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq k_H \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 888,51 = 977,36 \text{ А}$$

$k_H = 1,1$  – коэффициент надежности согласования по [33]

$I_{\text{МТЗ.ВВ}}$  – ток срабатывания МТЗ вводного выключателя, который равен току срабатывания МТЗ, выбранному по первому условию, вследствие равенства нагрузки.

Оценим чувствительность МТЗ кабельной линии.

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{6895,29}{977,36} \cdot 1 = 7,05 \quad (148)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования при двухфазном КЗ в минимальном режиме за трансформатором 10/0,4 кВ цеха.

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}^{(2)}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.Д/У}}^{(2)} = \frac{923}{977,36} \cdot 1 = 0,94 \quad (149)$$

Коэффициент чувствительности меньше нормативного - 1,2. Зона действия на сторону низкого напряжения трансформатора 10/0,4 кВ цеха не распространяется.

Повышение надежности защиты трансформатора 10/0,4 кВ достигается за счет установки газовой защиты (или датчика давления), автоматическими выключателями стороны 0,4 кВ, УРОВ, МТЗ ВВ цеха. Кроме того обеспечивается дальнейшее резервирование МТЗ КЛ при повреждении на выводах и обмотке ВН трансформатора 10/0,4 кВ.

Для обеспечения селективности ВВ МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ цеха и предохранителем на стороне 10 кВ трансформатора собственных нужд.

Согласно [7] допускается 20% разброс по току время-токовых характеристик предохранителей на напряжение выше 1 кВ. Уменьшим расчетный ток на 20%.

$$I_{\text{кз.расч}} = 0,8 \cdot I_{\text{к2.МИН}}^{(2)} = 0,8 \cdot 6895,29 = 5516,23 \text{ А} \quad (150)$$

По время-токовым характеристикам их [8] определяется  $t_{\text{пкт}}$  для расчетного тока.

Для расчетного тока  $I_{\text{кз.расч}} = 5516,23 \text{ А}$  время срабатывания для ПКТ-101-3,2-12,5 получился  $t_{\text{пкт}} < 0,01 \text{ с}$ . Поэтому в дальнейших расчетах наличие предохранителя не учитываем, а отстройку по времени производим от МТЗ вводного выключателя РУ цеха.

Выдержка времени МТЗ ВВ РУ не зависит от тока, поскольку выполняет функцию резервной защиты. Выдержка времени отстроена по величине от выдержки времени МТЗ Т 10/0,4 кВ.

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,6 + 0,25 = 0,85 \text{ с} \quad (151)$$

$\Delta t = 0,25$  –степень селективности, в случае если УРЗА ВВ и Т цеха выполнены на терминалах БЭ2502, а выключатели ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10.

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой характеристикой при КЗ в точке К2.

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0,85 + 0,25 = 1,1 \text{ с} \quad (152)$$

Кратность МТЗ кабельной линии

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.макс}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}}} = \frac{10645}{977,36} = 10,89 \quad (153)$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{977,36 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 9,77 \text{ А} \quad (154)$$

Таблица 3.3.3 — Таблица уставок МТЗ КЛ, выполненной на ступени МТЗ-3

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-3	Предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-3
Контр.напр.3 ст.	Не предусмотрен	Контроль направленности МТЗ-3 не предусмотрен
Пуск по U.3 ст.	Не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-3 не предусмотрен
Реж.3 ст. МТЗ-3	На отключение	МТЗ-3 действует на отключение
Уск. МТЗ-3	предусмотрено	Ускорение МТЗ-3 предусмотрено

### Ускорение МТЗ

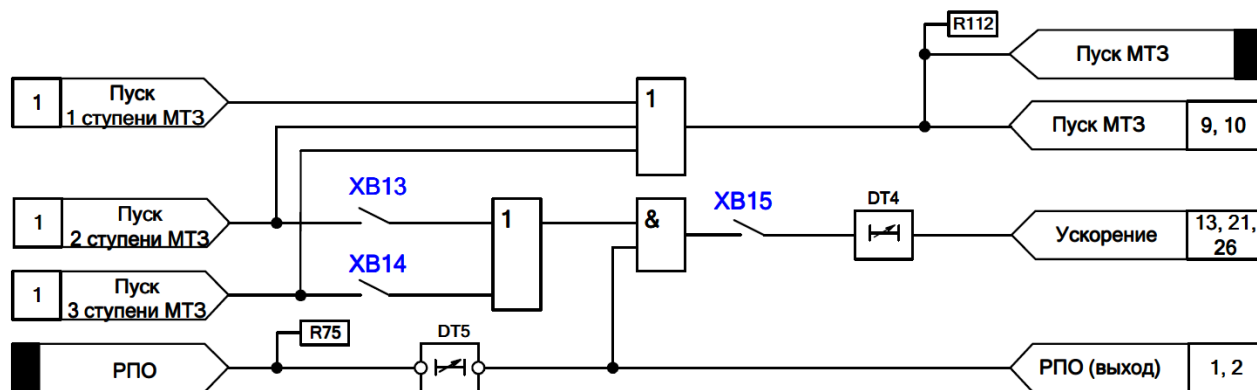


Рис. 3.3.5 Функциональная схема работы блока ускорения МТЗ

Чтобы избежать ложного срабатывания из за протекания больших переходных токов при включении по [36] для ускоряемой ступени устанавливаем временную задержку.

$$t_{\text{ср.уск}} = t_{\text{в.разн}} + t_3 = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с} \quad (155)$$

где  $t_{\text{в.разн}}$  – время разновременности включения фаз выключателя, которое, по данным [22], составляет не более 1,7 мс.

Время ввода ускорения из опыта эксплуатации [36] принимаем равным 1,0 с.

Таблица 3.3.4 — Таблица уставок блока ускорения МТЗ КЛ

Уставка	Значение	Описание
Ускорение	Работа	Ускорение МТЗ-3 задействовано
Тср уск.	0,1 с	Время срабатывания МТЗ-3 с ускорением
Т ввода уск.	1 с	Время ввода ускорения

### Направленная защита от ОЗЗ.

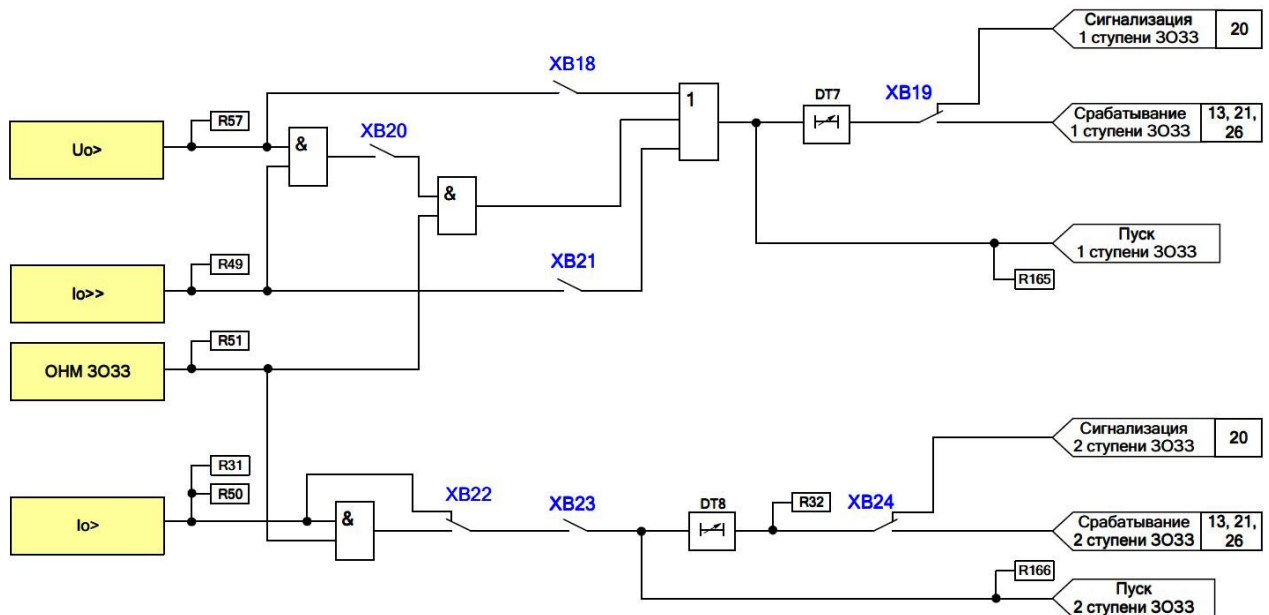


Рис. 3.3.6 Функциональная схема работы защиты от ОЗЗ

Первичный ток срабатывания определяется исходя из условия обеспечения необходимой чувствительности.

$$I_{\text{зозз.кл}} = \frac{I_{\text{с}\Sigma} - I_{\text{с.кл}}}{k_{\text{ч.норм}}} = \frac{19,83 - 6,9}{2} = 6,465 \text{ А} \quad (156)$$

Выбран трансформатор тока ТЗЛМ-1, с коэффициентом трансформации 25/1. Номинальный ток входа для нулевой последовательности составляет 1 А для терминала БЭ2502А0103-27Е2 УХЛ3.1.

Вторичный ток срабатывания 3ОЗЗ

$$I_{\text{зозз.кл.вт}} = \frac{I_{\text{зозз.кл}}}{n_{\text{т}}} = \frac{6,465 \cdot 1}{25} = 0,26 \text{ А} \quad (157)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания входит в допустимый диапазон уставок по току.

Время срабатывания 3ОЗЗ выбираем согласно [36].

Таблица 3.3.5 — Уставки 1 ступени 3ОЗ3

Уставка	Значение	Описание
Работа по U <sub>0</sub>	Не предусмотрена	Работа 3ОЗ3-1 только по напряжению U <sub>0</sub> не предусмотрена.
Работа по I <sub>0</sub>	Не предусмотрена	Работа 3ОЗ3-1 только по току I <sub>0</sub> не предусмотрена
Работа по I <sub>0</sub> , U <sub>0</sub>	предусмотрена	Работа 3ОЗ3-1 по току I <sub>0</sub> направлению мощности S <sub>0</sub> предусмотрена
Реж. 3ОЗ3-1	На сигнал	3ОЗ3-1 действует только на сигнализацию
I ср. 3ОЗ3-1	0,26 вторичных	Ток срабатывания 3ОЗ3-1
T ср. 3ОЗ3-1	15 с	Время срабатывания 3ОЗ3-1

Таблица 3.3.6 — РНМ НП для 3ОЗ3

Уставка	Значение	Описание
Иср.РНМ	0,26 А ,вторичных	Ток срабатывания РНМ
Ур.РНМ	0,1 В ,вторичных	Минимально допустимое значение
Угол МЧ	-90°	См.рис

**УРОВ**

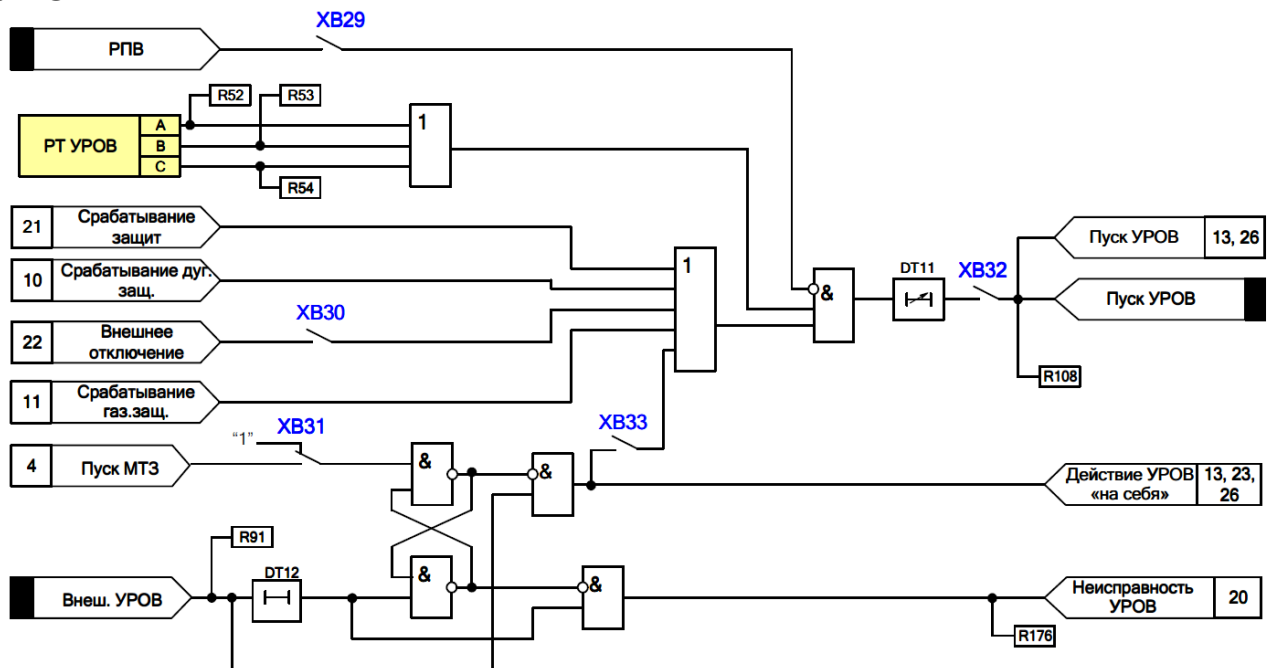


Рис. 3.3.7 Функциональная схема работы УРОВ

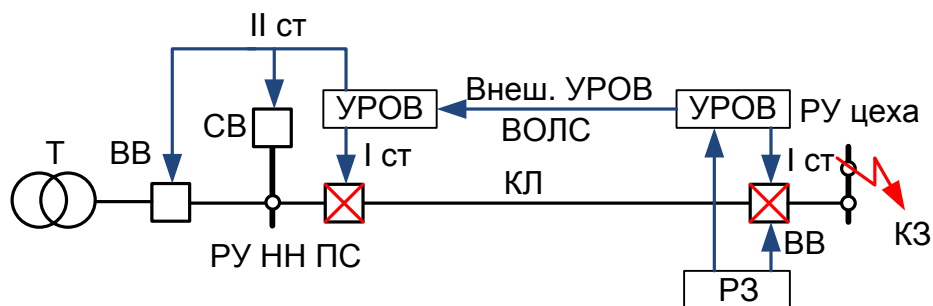


Рис. 3.3.8 Поясняющая схема работы УРОВ

Рекомендованное [36] значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 - 0,1 номинального тока присоединения

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{раб.макс.кл}} = 0,05 \cdot 436,98 = 21,84 \text{ А} \quad (158)$$

Вторичное значение тока срабатывания

$$I_{\text{уров}(2)} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} = \frac{21,84 \cdot 5}{500} = 0,22 \text{ А} \quad (159)$$

Полученное расчетом значение меньше минимально возможного значения из диапазона уставок от 0,35 до 10 А. Следовательно примем  $I_{\text{уров}(2)\text{факт}} = 0,35 \text{ А}$

Выдержка времени УРОВ по [36].

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} \quad (160)$$

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

$t_{\text{откл.в}} = 0,05 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя по каталогу [22].

$t_{\text{возв.уров}} = 0,05 \text{ с}$  – время возврата реле тока УРОВ по [42].

$t_{\text{погреш.уров}} = 0,025 \text{ с}$  – погрешность реле времени УРОВ согласно [42].

Таблица 3.3.7 — Таблица уставок УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
ВнУРОВ Выш Выкл	предусмотрено	При действии внешнего УРОВ и отказе своего выключателя будет подана команда на отключение смежных
Исп. УРОВ	0,35 вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тсп. УРОВ	0,23 с	Время срабатывания УРОВ



### 3.4 Секционный выключатель 10 кВ

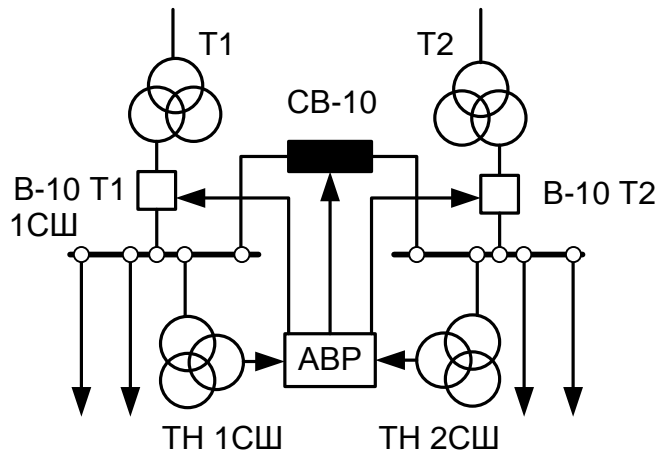


Рис. 3.4.1 Схема работы секционного выключателя

#### МТЗ СВ

Первое условие

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} = \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 436,98 = 758,97 \text{ А} \quad (161)$$

$k_H = 1,1$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле согласно [33].

$k_{\text{СЗ}} = 1,5$  – коэффициент самозапуска нагрузки секции (цеха).

$k_B = 0,95$  – коэффициент возврата ИО по току [41].

Второе - согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений.

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 977,36 = 1075,1 \text{ А} \quad (162)$$

$k_{\text{НС}} = 1,1$  – коэффициент надежности согласования по [33].

Оценим чувствительность МТЗ СВ.

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}(2)}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9047}{1075,1} \cdot 1 = 7,28 \quad (163)$$

Полученный коэффициент больше нормативного (1,5). Пуск по напряжению не требуется.

Рассчитаем коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах РУ цеха.

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.ру.цеха}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}(2)}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7962}{1075,1} \cdot 1 = 6,41 \quad (164)$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования больше нормативного (1,2). Обеспечивается надежное резервирование.

В ячейке КРУ СВ выбран трансформатор тока ТОЛ-10-М

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 500 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ

$$I_{\text{МТЗ.СВ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}(2)}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1075,1 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 10,75 \text{ А} \quad (165)$$

Полученное значение входит в диапазон допустимых уставок.

Выбор выдержки времени:

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ кабельной линии к цеху при трехфазном коротком замыкании в максимальном режиме в начале линии. Выдержка времени МТЗ КЛ независимая, следовательно и выдержка времени МТЗ СВ выбираем независимую.

Определим степень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ.

$$\Delta t = t_{\text{отк.кл}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возв.МТЗ.СВ}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,235 \text{ с}$$

$t_{\text{отк.кл}} = 0,05 \text{ с}$  – время отключения выключателя ВВУ-СЭЦ-П-10-20/1000 по [22].

$$t_{\text{погреш.ов}} = 0,02 \text{ с} \text{ – погрешность органа времени МТЗ СВ согласно [41]}$$

$$t_{\text{возв.МТЗ.СВ}} = 0,065 \text{ с} \text{ – время возврата МТЗ СВ по данным [41]}$$

$$t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с} \text{ – принятое время запаса.}$$

Расчетное время срабатывания МТЗ СВ при трехфазном коротком замыкании на шинах НН ПС.

$$t_{\text{МТЗ.СВ.КЗ.НН.ПС}} = t_{\text{МТЗ.КЛ.КЗ.НН.ПС}} + \Delta t = 1,1 + 0,235 = 1,335 \text{ с} \quad (166)$$

Таблица 3.4.1 — Таблица уставок МТЗ СВ, выполненной на ступени МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-1	Предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Пуск по U.1 ст.	Не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-1 не предусмотрен
Реж.3 ст. МТЗ-1	На отключение	МТЗ-1 действует на отключение
Исп. МТЗ-1	10,75 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср. МТЗ-1	1,335 с	Время срабатывания МТЗ-1

## ЛЗШ

Логическая защита шин представляет собой ТО с небольшой ВВ, которую блокирует внешний дискретный сигнал при пуске МТЗ присоединений системы шин НН (в данном случае речь идет про кабельную линию).

Логика работы (рис. 3.4.2).

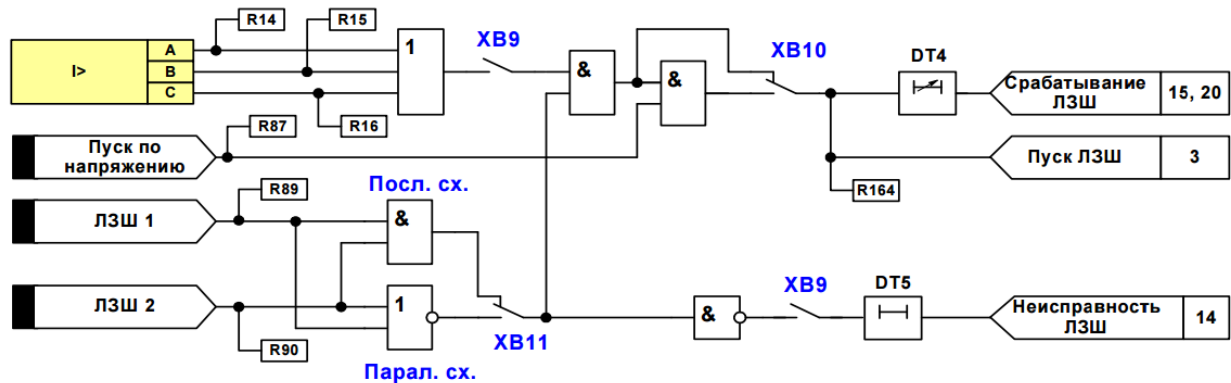


Рис. 3.4.2 Функциональная схема ЛЗШ терминала секционного выключателя

Ток срабатывания токовой отсечки ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазном короткого замыкания в минимальном режиме на шинах НН ПС.

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.нн.пс}}^{(3)}}{k_{\text{ч.н}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9047}{1,5} \cdot 1 = 5,2 \text{ кА} \quad (167)$$

Допустимый ток уставки равен 3кА, следовательно примем  $I_{\text{ЛЗШ}} = 3 \text{ кА}$ . Принятое значение уставки больше тока срабатывания МТЗ секционного выключателя. Значит, ложных срабатываний не будет.

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЛЗШ}} = t_{\text{изм.ЛЗШ}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возвр.МТЗ.св}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,235 \text{ с}$$

$t_{\text{изм.ЛЗШ}} = 0,05 \text{ с}$  – время срабатывания измерительного органа ЛЗШ по данным [41]

$t_{\text{погреш.ов}} = 0,02 \text{ с}$  – погрешность органа времени МТЗ секционного выключателя [41]

$t_{\text{возвр.МТЗ.св}} = 0,065 \text{ с}$  – время возврата МТЗ секционного выключателя [41]

Таблица 3.4.2 — Таблица уставок ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-3	Вкл	Ступень МТЗ-3 введена в работу
Иср. МТЗ-3	3000 А, первичный	Ток срабатывания МТЗ-3
Тср. МТЗ-3	0,235 с	Время срабатывания МТЗ-3

## АВР

При снижении междуфазных напряжений одной из секций шин ниже уставки ЗМН и более выдержки времени АВР, терминал трансформатора напряжения секции подает команду на отключение ВВ данной секции и включение секционного выключателя, при наличии напряжения на соседней шине (рис. 3.4.3)

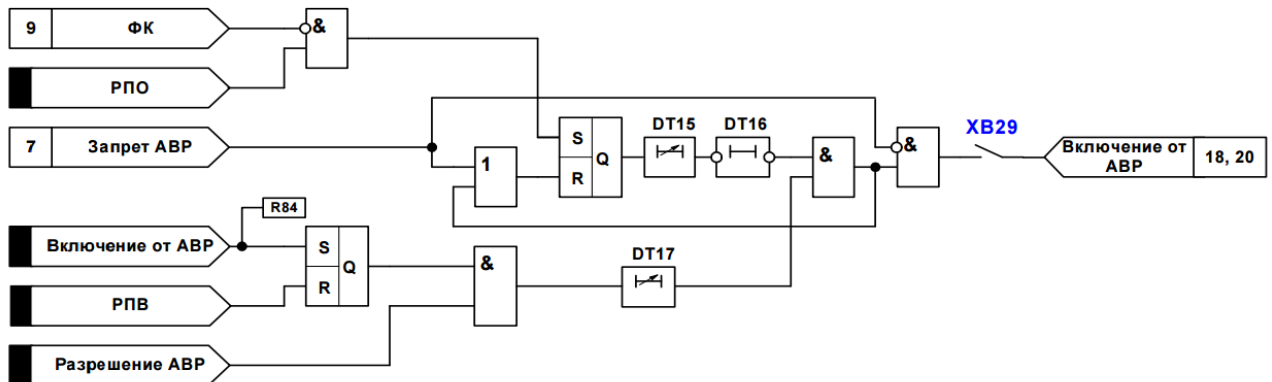


Рис. 3.4.3 Функциональная схема АВР терминала секционного выключателя.

АВР секционного выключателя может быть выведен из работы оперативной командой, и может блокироваться автоматически при действии ЗДЗ, УРОВ, МТЗ СВ или ЛЗШ и оперативных переключениях в сети. Логика формирования сигнала запрета АВР изображена на рис.

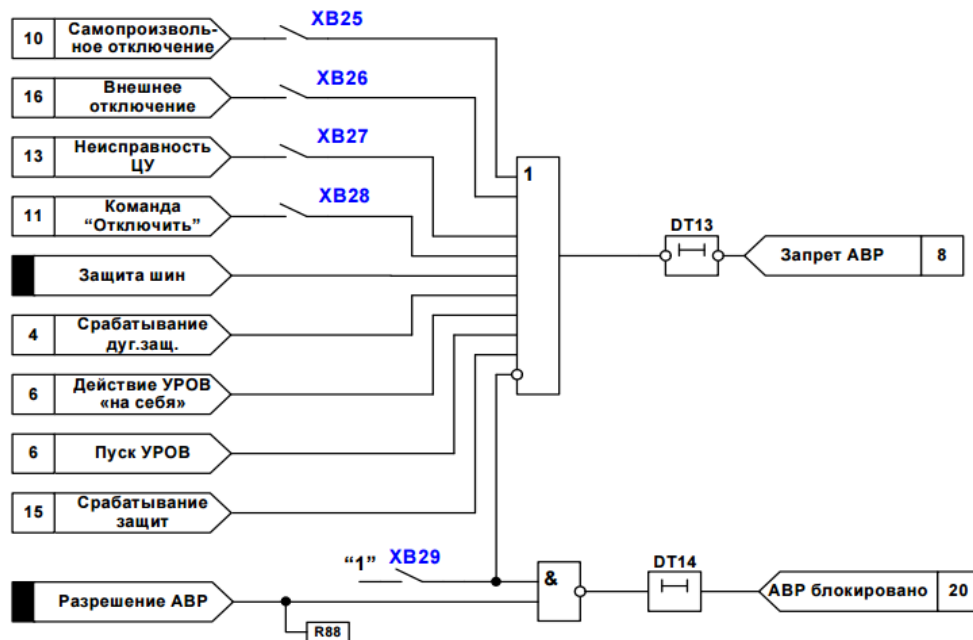


Рис. 3.4.5 Логика формирования сигнала запрета АВР

## УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО "ФСК ЕЭС" [36]. Ток срабатывания УРОВ.

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб.макс.св} = 0,05 \cdot 1075,1 = 53,8 \text{ А} \quad (168)$$

Вторичный ток органа тока УРОВ

$$I_{\text{уров.вт}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{53,8 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 0,54 \text{ А} \quad (169)$$

Уставка входит в допустимый диапазон.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,235 \text{ с}$$

$t_{\text{в.уров}} = 0,03 \text{ с}$  – согласно [37].

$t_{\text{п.уров}} = 0,025 \text{ с}$  – по [37].

Полученную уставку округлим до 0,3 с по рекомендациям [37].

Таблица 3.4.3 — Таблица уставок УРОВ

Уставки	Значение
УРОВ	Работа
Ток срабатывания УРОВ	0,54 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

### 3.5 Вводной выключатель 10 кВ

Рассчитаем уставки для терминалов ВВ. Типоисполнение терминала РЗА БЭ2502А03, производство ООО НПП «ЭКРА».

#### Максимальная токовая защита

Для выполнения МТЗ ВВ используем третью ступень МТЗ, для ускорения действия защит при включении на КЗ - вторую ступень МТЗ, а для реализации функции ЛЗШ – третью ступень.

Ток срабатывания МТЗ вводного выключателя отстраивается от тока срабатывания МТЗ секционного выключателя.

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} = k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 1075,1 = 1182,6 \text{ А} \quad (170)$$

где, согласно [37]  $k_{\text{н.с}} = 1,1$  – коэффициент надежности согласования

Оценим чувствительность при двухфазном КЗ на шинах НН ПС.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9047}{1182,6} \cdot 1 = 6,62 \quad (171)$$

Чувствительность при двухфазном КЗ в зоне резервирования (на шинах цеха).

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7962}{1182,6} \cdot 1 = 5,83 \quad (172)$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТОЛ-10-М 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

$$I_{\text{МТЗ.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1182,6 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 5,91 \text{ А} \quad (173)$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон уставок.

Определим степень селективности между МТЗ вводного выключателя и МТЗ секционного выключателя.

$$\Delta t = t_{\text{отк.СВ}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,02 + 0,065 + 0,1 = 0,235 \text{ с}$$

$t_{\text{изм.лзш}} = 0,05 \text{ с}$  – время срабатывания измерительного органа ЛЗШ по данным [41]

$t_{\text{погреш.ов}} = 0,02 \text{ с}$  – погрешность органа времени МТЗ вводного выключателя [41]

$t_{\text{возвр.ио.т}} = 0,065 \text{ с}$  – время возврата МТЗ вводного выключателя [41]

Расчетное время срабатывания МТЗ вводного выключателя

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.КЗ.НН.ПС}} = t_{\text{МТЗ.СВ.КЗ.НН.ПС}} + \Delta t = 1,335 + 0,235 = 1,57 \text{ с} \quad (174)$$

Таблица 3.5.1 — Таблица уставок МТЗ, реализованной на третьей ступени МТЗ-3

Уставка	Значение	Описани
МТЗ 3-я ступень	Введена	Ступень МТЗ-3 введена в дейтвие
Действие	Ненаправленная	МТЗ-3 без ОНМ
Иср, прямое	5,91 А, вторичных	Ток срабатывания МТЗ-3
Тср	1,57 с	Время срабатывания МТЗ-3

Третья ступень не может действовать с ускорением при включении вводного выключателя на короткое замыкание, то для этой цели задействуем МТЗ-2.  
Ток срабатывания ступени

$$I_{\text{МТЗ-2.ВВ}} = I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1182,6 \text{ А} \quad (175)$$

Выдержка времени второй ступени равна максимально допустимой:

$$t_{\text{МТЗ.2}} = t_{\text{уст.макс}} = 300 \text{ с} \quad (176)$$

Выдержка времени второй ступени при ускорении минимально допустимая

$$t_{\text{МТЗ.ускор}} = t_{\text{МТЗ.мин}} = 0,1 \text{ с} \quad (177)$$

Таблица 3.5.2 — Таблица уставок МТЗ-2

Уставка	Значение	Описани
МТЗ 2-я ступень	Введена	Ступень МТЗ-2 введена в дейтвие
Действие	Ненаправленная	МТЗ-2 без ОНМ
Иср, прямое	5,91 А, вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Т 1 прямое	300 с	Время срабатывания МТЗ-2
Т ускор	0,1 с	Выдержка МТЗ-2 при ускорении

## ЛЗШ

Для реализации ЛЗШ рекомендуется использовать первую ступень МТЗ. Пуск МТЗ любого присоединения должен блокировать действие ВВ и СВ (рис. 3.5.1).

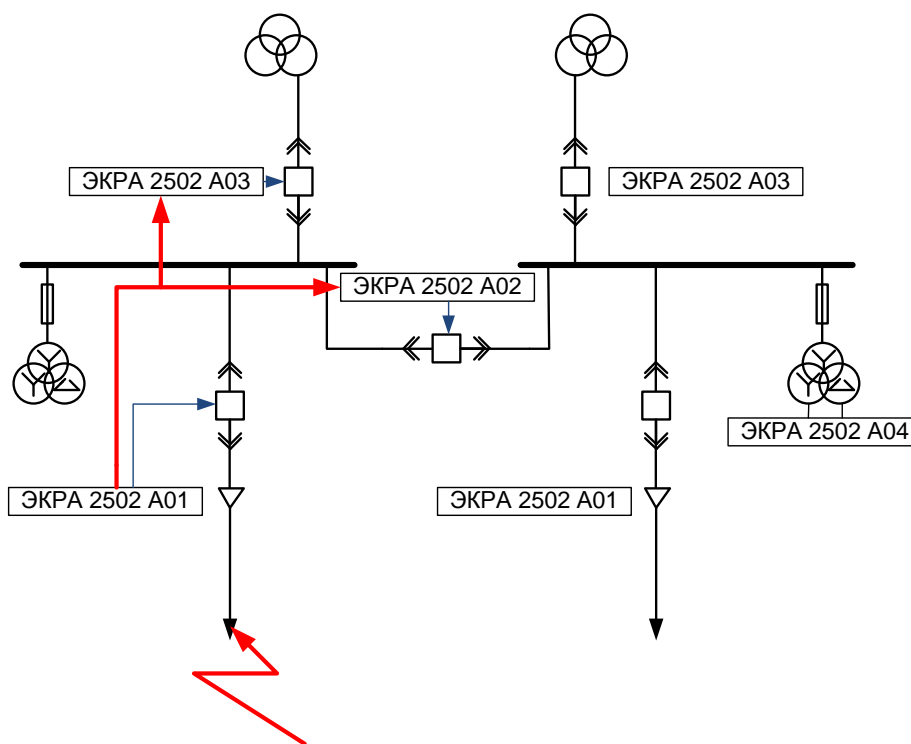


Рис. 3.5.1 Логическая защита шин

Ток срабатывания ЛЗШ

$$I_{\text{МТЗ.ЛЗШ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.нн.пс}}}{k_{\text{ч.н}}} \cdot k_{\text{отн.ч}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9047 \cdot 5}{1,5} \cdot 1 = 5223,3 \text{ А} \quad (178)$$

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ

$$I_{\text{МТЗ.ЛЗШ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ЛЗШ}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{5223,3 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 26,11 \text{ А} \quad (179)$$

Выбор выдержки времени МТЗ-1

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

где  $t_{\text{изм.ЛЗШ}} = 0,05 \text{ с}$  – время срабатывания измерительного органа, по данным [42]

$t_{\text{погреш.ов}} = 0,02 \text{ с}$  – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [42]

$t_{\text{возв.МТЗ.вв}} = 0,065 \text{ с}$  – время возврата МТЗ ВВ, по данным [42]

Таблица 3. 5.3 — Таблица уставок МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	Введена	Степень МТЗ-1 введена в действие
Исп. МТЗ-1	26,11 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Тсп. МТЗ-1	0,235 с	Время срабатывания МТЗ-1



## УРОВ

Функциональная схема УРОВ для устройства БЭ2502А03 (рис. 3.5.2).

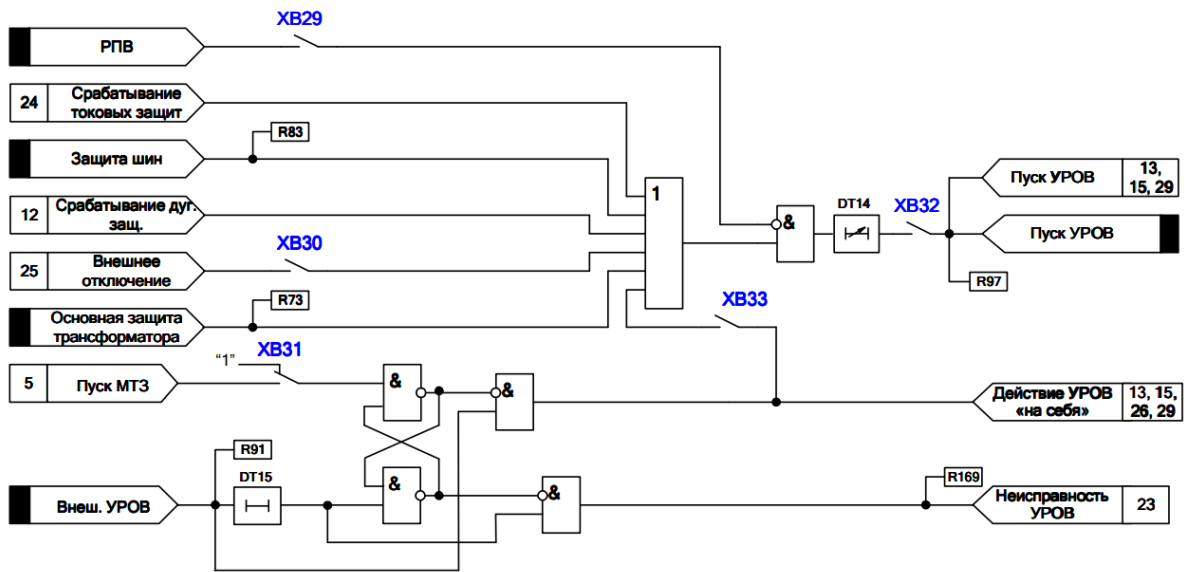


Рис. 3.5.2 Функциональная схема УРОВ

Рассчитаем параметры УРОВ с помощью методики расчета уставок [37], представленной на сайте ОАО "ФСК ЕЭС".

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{раб.макс.вв}} = 0,05 \cdot 1183 = 59,13 \text{ А} \quad (180)$$

Вторичный ток срабатывания УРОВ

$$I_{\text{уров}(2)} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{59,13 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,3 \text{ А} \quad (181)$$

Выдержка времени УРОВ:

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

$t_{\text{откл.вв}} = 0,065 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/2000 по [22].

$t_{\text{возв.уров}} = 0,03 \text{ с}$  – время возврата органа тока УРОВ по [42].

$t_{\text{погреш.уров}} = 0,025 \text{ с}$  – погрешность органа времени УРОВ согласно [42].

По рекомендациям [37] примем выдержку времени 0,3 с.

Таблица 3.5.4 — Таблица уставок УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Введен
Иср.УРОВ	0,3 А
Тср. УРОВ	0,3 с
От ТЗНП	Не действует
От внешнего отключения	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

### 3.6 Вводной выключатель в РУ

#### МТЗ

МТЗ вводного выключателя цеха выполним на первой ступени МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.Ц}} = \frac{1,1 \cdot 1,64}{0,95} \cdot 972,4 = 1846,53 \text{ А} \quad (182)$$

Чувствительность МТЗ ВВ в основной зоне действия (шины РУ цеха)

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,962}{1,846} \cdot 1 = 3,73 > 1,5 \quad (183)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, согласно [4].

Выберем ТТ — ТОЛ-10-М с  $n_{\text{T}} = \frac{1000}{5}$ .

Вторичный ток срабатывания МТЗ

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.ВТ}} = \frac{1846 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 9,23 \text{ А} \quad (184)$$

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

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t, \quad (185)$$

где  $\Delta t = 0,295 \text{ с}$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 0,5 + 0,29 = 0,895 \text{ с} \quad (186)$$

Таблица 3.6.1 — Таблица уставок МТЗ

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	независимая	Ввод МТЗ-3 в работу
$I_{\text{ср}}, \text{ А}$	9,23	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{\text{ср}}, \text{ с}$	0,895	Время срабатывания МТЗ-3

## Ускорение МТЗ

Задержка времени

$$t_{\text{ср.уск}} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с} \quad (187)$$

Примем время ввода ускорения равное 1 с.

Таблица 3.6.2 — Уставки ускорения МТЗ вводного выключателя РУ (цеха) 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
Уск МТЗ-1	ВКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-1
Уск МТЗ-2	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-2
Уск МТЗ-3	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-3
$T_{\text{ср.уск}}, \text{ с}$	1,00/(0,00...2)	Время срабатывания ускорения МТЗ

## ЛЗШ

Уставки ЛЗШ полностью совпадают с расчетами для ЛЗШ СВ.

## УРОВ

Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ .

Выдержка времени УРОВ

$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,2 = 0,265 \text{ с} \quad (188)$$

Таблица 3.6.3 — Уставки УРОВ вводного выключателя РУ (цеха) 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$T_{\text{ср.уров}}, \text{ с}$	0,27	Время срабатывания УРОВ-вход
МТЗ-1	вкл	На сигнал УРОВ-выход при срабатывании МТЗ-1
Внешнее отключение	вкл	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
ВО с АПВ	вкл	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения с АПВ
ВО с АВР	вкл	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения с АВР
Ввод УРОВ	вкл	Ключ УРОВ

### 3.7. ТН 10 кВ

#### Ячейка ТН секций шин НН и РУ 10 кВ.

Рассчитаем уставки терминалов АЧР для ячейки ТН. Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А1102, производство ООО НПП «ЭКРА».

УРЗА в ячейке ТН выполняет функцию ИО напряжения.

У нас имеется трехступенчатая ЗМН (рис.3.7.1).

Часть электродвигателей цеха при снижении напряжения отключается. После чего следует АПВ после самозапуска ответственных двигателей.

Согласно [2] напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{с.ЗМН(2)} = 0,7 \cdot U_{НОМ.2} = 0,7 \cdot 100 = 70 \text{ В} \quad (189)$$

По требованиям [2], выдержка времени ЗМН отстраивается от быстродействующих защит Т 10/0,4 кВ и ЭД 10 кВ. Принимаем значение  $t_{ЗМН} = 0,5 \text{ с}$ .

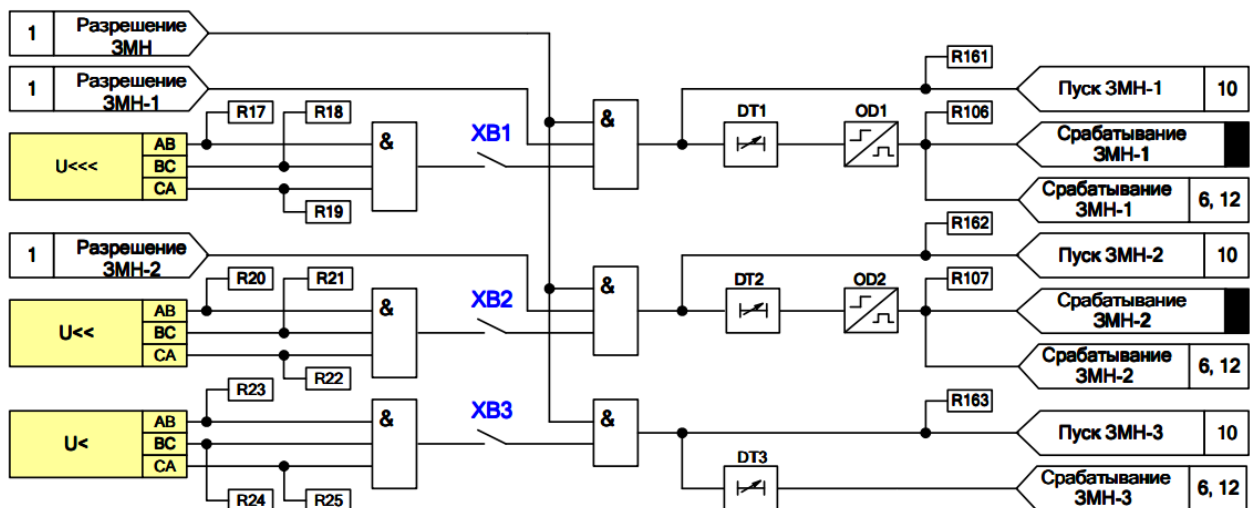


Рис. 3.7.1 Функциональная схема защиты минимального напряжения

Таблица 3.7.1— Таблица уставок ЗМН

Уставка	Значение
Работа ЗМН	предусмотрена
Напряжение срабатывания ЗМН	70 В
Время срабатывания ЗМН	0,5 с
Действие ЗМН на отключение	предусмотрено
АПВ	работа

#### УКИ

УКИ выполнено двухступенчатым.

Напряжение срабатывания реле 1 ступени принимаем равным

$$U_{033.3U_0} = 15 \text{ В}$$

Время срабатывания 1 ступени

$$t_{\text{озз.}} = 9 \text{ с}$$

Таблица 3.7.2 — Таблица уставок УКИ

Уставка	Значение
Работа УКИ	предусмотрена
Напряжение срабатывания УКИ	15 В
Время срабатывания УКИ	9 с

### 3.8 Трансформатор 110/10 кВ ДЗТ трансформатора 110/10 кВ.

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-40000 115/10,5-10,5  
Сначала необходимо определить первичные токи на стороне высокого и низкого напряжений трансформатора. Используя коэффициенты трансформации выбранных по максимальным рабочим токам сторон трансформаторов тока определим соответствующие вторичные токи защиты.

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН

$$I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}} = \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,81 \text{ А} \quad (190)$$

Вторичный номинальный ток 5 А

По каталогу ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" выбрали встроенный ТТ для стороны ВН: ТВ-110-II-1 с  $n_{\text{T}} = 300/5$

Следовательно  $k_{1.ВН} = 300/5$

Для трансформатора с расщепленной обмоткой НН первичный номинальный ток для стороны НН считается с учетом распределения нагрузки по обмоткам.

$$I_{1\text{НОМ.ТТ.НН}1(2)} = \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1099,71 \quad (191)$$

Выберем трансформатор тока ТВ-10-II с  $n_{\text{T}} = 1200/5$

При использовании МП УРЗА ДЗТ, как правило, вторичные обмотки измерительных ТТ соединяются в звезду. Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ реализуется цифровым способом.

Определим вторичные токи для стороны ВН и НН защищаемого трансформатора

$$I_{\text{Втор.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{n_{\text{T.ВН}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{200,8 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 3,34 \text{ А} \quad (192)$$

$$I_{\text{Втор.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.НН}}}{n_{\text{T.НН}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1099,7 \cdot 5}{1200} \cdot 1 = 4,58 \text{ А} \quad (193)$$

Расчет выравнивающих коэффициентов.

$$k_{\text{В.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{I_{\text{Втор.ВН}}} = \frac{300}{200,8} = 1,49 \quad (194)$$

$$k_{в.нн} = \frac{I_{1\text{ном.тг.нн1(2)}}}{I_{\text{втор.нн}}} = \frac{1200}{1099,7} = 1,09 \quad (195)$$

Таблица 3.8.1 — Токи и коэффициенты трансформации

Наименование величины	Формула	Числовое значение	
		ВН	НН1-НН2
$I_{\text{ном}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115,5}$ $= 200,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 11,5}$ $= 1099,7$
Схема ТТ		Y	Δ
$n_{\text{т}}$	$\frac{I_{1.\text{ном.тг}}}{I_{2.\text{ном.тг}}}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{1200}{5}$

Определим по относительный ток срабатывания в о.е.  $I_{\text{ср.мин}}$ , приняв за базовый ток уже посчитанный ток на высокой стороне.

$$I_{\text{ср.мин}} \geq k_{\text{ост}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (196)$$

$k_{\text{ост}} = 1,3$  – коэффициент отстройки.

$I_{\text{нб.расч}}$  – относительный ток небаланса защищаемого трансформатора в переходном режиме работы.

$$I_{\text{нб.расч}} = (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{нач.торм}} \quad (197)$$

$k_{\text{одн}} = 1$  – коэффициент однотипности ТТ

$k_{\text{пер}} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс

$\varepsilon = 0,1$  – относительное значение полной погрешности трансформатора тока

$\Delta U$  – относительная погрешность, вызванная РПН

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$  – относительная погрешность выравнивания токов в плечах

$I_{\text{нач.торм}} = 0,6$  о. е. – значение тока в начале торможения, согласно рекомендациям.

$$I_{\text{ср.мин}} = 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 0,6 = 0,296 \text{ о. е.} \quad (198)$$

Максимальное значение трехфазного короткого замыкания за защищаемым трансформатором на шинах НН составляет 12001 А. Приведем ток к стороне высокого напряжения и переведем в о.е.

$$I_{\text{кз.макс}} = I_{\text{кз.макс.нн}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ном.вн}}} = 12001 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{100,4} = 11,43 \text{ о. е.} \quad (199)$$

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

$$I_{\text{с.р.макс}} = k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{кз.макс}} \quad (200)$$

$k_{\text{отс}} = 1,1$  – коэффициент отстройки, согласно [41]

$$I_{с.р.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 11,43 = 4,77 \text{ о. е.} \quad (201)$$

Коэффициент торможения

$$k_T \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}} = \frac{4,77 - 0,296}{11,43 - 0,6} = 0,41 \quad (202)$$

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

Ток торможения блокировки

$$I_{т.бл} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot I_{ном} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 1 \text{ о. е.} \quad (203)$$

$k_{отс} = 1,1$  – коэффициент отстройки, принятый в соответствии с [37].

$k_{пред.нагр} = 0,9$  – коэффициент, который определяет предельную нагрузочную способность трансформатора, исходя из того, что трансформатор почти всегда ненагружен.

$$I_{ном} = \frac{I_{ном.вн}}{I_{втор} \cdot n_T} = \frac{100,4 \cdot 5}{3,34 \cdot 150} = 1 \text{ о. е.} \quad (204)$$

Определим ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{отс} \geq 6,5 \text{ о. е.} \quad (205)$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего короткого замыкания

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{кз.макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \quad (206)$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 11,43 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 8,23 \text{ о. е.}$$

$k_{пер} = 3$  – коэффициент учитывающий переходный процесс

$$k_T = \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}} = \frac{4,77 - 0,296}{11,43 - 0,6} = 0,413 \quad (207)$$

Расчетное значение  $k_T$  соответствует углу наклона тормозной характеристики  $22^\circ$  (рис. 3.8.1).

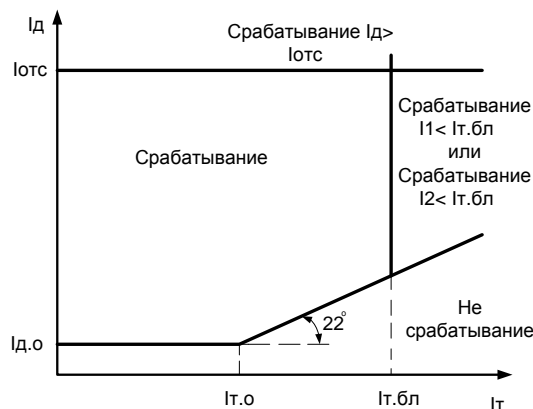


Рис. 3.8.1 Характеристика торможения

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы 9047 А. Приведем это значение к высокой стороне.

$$I_{\text{кз.т}} = I_{\text{кз.мин.нн}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}}{I_{\text{ном.вн}}} = 9047 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{100,4} = 8,61 \text{ о. е.} \quad (208)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.т}}}{I_{\text{ср.мин}}} = \frac{8,61}{0,296} = 29,16 \geq 2 \quad (209)$$

### Дифференциальная токовая отсечка

Отстройка производится от максимального сквозного тока, который равен максимальному значению тока при внешнем трехфазном КЗ на стороне НН. Полученное значение тока в программе ТоКо равно 1274 А.

Приведем к номинальному базисному току, полученному ранее.

$$I_{\text{скв.макс}} = \frac{1274}{100,4} = 12,68 \text{ А} \quad (210)$$

Ток срабатывания ДТО

$$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{скв.макс}} = 1,15 \cdot 0,8 \cdot 12,68 = 11,67 \text{ А} \quad (211)$$

$k_{\text{отс}} = 1,15$  – коэффициент отстройки согласно [у]

$k_{\text{нб}} = 0,8$  – коэффициент тока небаланса по первой гармонике согласно [у]

Данная уставка подходит по условию отстройки от броска намагничивающего тока (получено значение  $>5\text{А}$ )

Таблица 3.8.2 — Уставки дифференциальной токовой отсечки

Уставка	Значение
Ввод ДТО	Вкл
Ток срабатывания ДТО $I_{\text{дто}}$	11,76 А
Время срабатывания ДТО $T_{\text{дто}}$	

### МТЗ силового трансформатора

Первичный ток срабатывания МТЗ должен быть отстроен от максимального рабочего тока

$$I_{\text{мтз.т}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 2,4}{0,9} \cdot 340 = 1088 \text{ А} \quad (212)$$

$k_{\text{отс}} = 1,2$  – коэффициент отстройки по [43].

$k_{\text{в}} = 0,9$  – коэффициент возврата по [43].

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



$k_{\text{зап}}=2,4$  – коэффициент запаса

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ

$$I_{\text{МТЗ.Т}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{1088 \cdot 5}{150} \cdot 1 = 36,26 \text{ А} \quad (213)$$

Ток срабатывания входит в допустимый диапазон уставок.

Определим чувствительность при КЗ в основной зоне действия защиты на выводах НН.

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = 8,31 \quad (214)$$

Определим выдержку времени (рис.3.8.2).

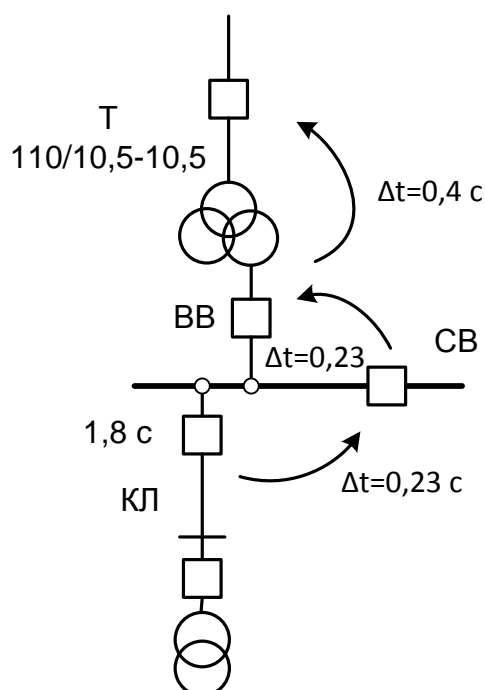


Рис. 3.8.2 Выбор выдержки времени МТЗ трансформатора 110/10 кВ.

Выдержка времени МТЗ силового трансформатора на ступень селективности больше, чем выдержка времени у МТЗ вводного выключателя секции шин.

При малых выдержках времени можем принять  $\Delta t = 0,4 \text{ с}$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,57 \text{ с}$$

Получим значение выдержки времени МТЗ трансформатора 110/10 кВ.

$$t_{\text{МТЗ.тр}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 1,57 + 0,4 = 1,97 \text{ с} \quad (215)$$

Округлим полученное значение до 2 с.

Таблица 3.8.3 — Уставки МТЗ ВЛ

Уставка	Значение
Ввод МТЗ-1	Вкл
Исп, о.е.	36,26 А
Тсп, о.е.	2 с
Пуск от вывода МТЗ НН1	Вкл
ПУСК от вывода МТЗ НН2	Вкл
Блокировка при БНТ	Вкл

### Защита от перегрузки

Первичный ток срабатывания от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн} = \frac{I_{ном.вн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{200,8 \cdot 1,05}{0,9} = 234,3 \text{ А} \quad (216)$$

$k_{отс} = 1,05$ —коэффициент отстройки

$k_B = 0,9$ —коэффициент возврата

Вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН

$$I_{зп.вн2} = \frac{I_{зп.вн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{234,4 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 3,9 \text{ А} \quad (217)$$

Первичный ток от перегрузки стороны низкого напряжения

$$I_{зп.нн} = \frac{I_{ном.нн} \cdot k_{отс}}{k_B} = \frac{1099,7 \cdot 1,05}{0,9} = 1283 \text{ А} \quad (218)$$

Вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН

$$I_{зп.нн2} = \frac{I_{зп.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{1283 \cdot 5}{1200} \cdot 1 = 4,0 \text{ А} \quad (219)$$

Полученные токи срабатывания защиты от перегрузки трансформатора укладываются в допустимый диапазон уставок.

Время срабатывания защиты отстраивается от режимов кратковременных перегрузок. Можем без расчета принять 9 с.

### УРОВ

Определим параметры УРОВ согласно методике расчета уставок, взятой с сайта ОАО "ФСК ЕЭС" [37].

Ток срабатывания

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 200,8 = 10,04 \text{ А} \quad (220)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Вторичный ток УРОВ.

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{10,04 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,167 \text{ А} \quad (221)$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,195 \text{ с} \quad (222)$$

Округлим полученное значение до 2 с.

Время возврата и погрешность таймера УРОВ взяты из [37].

Таблица 3.8.4 — Уставки УРОВ

Уставка	Значение
Действие УРОВ ВН	Предусмотрено
Исп. УРОВ ВН	0,167 А
Тсп. УРОВ	0,2 с
Время срабатывания УРОВ ВН на себя	0,01 с

### 3.9 ВЛ 110 кВ

#### Токовая отсечка линии

Ток срабатывания мгновенной отсечки линии отстраивается от максимального тока трехфазного короткого замыкания на шинах питающих подстанций.

$$I_{\text{с.о}} = \max \left\{ I_{\text{кз.макс.А}}^{(3)}; I_{\text{кз.макс.В}}^{(3)} \right\} \cdot k_{\text{н}} = \max \{ 2,23; 2,51 \} \cdot 1,2 = 3,02 \text{ А} \quad (223)$$

$k_{\text{н}} = 1,2$  – коэффициент надежности согласно [44].

Оценим чувствительность отсечки.

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{кз.мин.нач.вл}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} \cdot I_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{4,89}{3,02} \cdot 1 = 1,62 > 1,2 \quad (224)$$

Таблица 3.9.1 — Уставки токовой отсечки линии

Уставка	Значение
Исп. отсечки	3,02 А
Действие ТО при включении	постоянно
Токовая отсечка	Введена в работу

### УРОВ ВЛ 110 кВ

Рассчитаем параметры срабатывания УРОВ с помощью методики расчета уставок с сайта ОАО "ФСК ЕЭС" [36].

Ток срабатывания УРОВ

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{вл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{вл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,05 \cdot \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 23,61 \text{ А} \quad (225)$$

Вторичный ток срабатывания УРОВ

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{23,61 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,4 \text{ А} \quad (226)$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон уставок терминала.

Выдержка времени УРОВ

$$t_{\text{уров}} = I_{\text{откл.в}} + I_{\text{в.уров}} + I_{\text{уров}} \quad (227)$$

$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с}$$

Время возврата и погрешность таймера УРОВ взяты из [45].

Таблица 3.9.2 — Уставки УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Работа
Исп.УРОВ	0,4 А
Тсп.УРОВ	0,2 с
Действие УРОВ на себя	предусмотрено

### Дистанционная защита линий 110 кВ

Параметры микропроцессорных терминалов, имеющих функцию ДЗ линий рассчитываем в соответствии с руководящими указаниями [45], поскольку на сайте ОАО "ФСК ЕЭС" отсутствуют методические указания для фирмы ООО "НПП ЭКРА". (Рис 3.9.1)

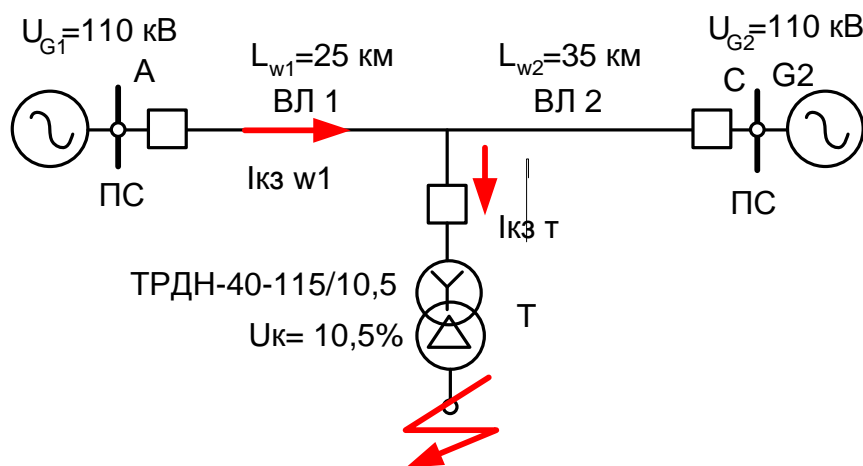


Рис. 3.9.1 Схема для определения параметров дистанционной защиты воздушной линии подстанции

Сопротивление срабатывания первой ступени.

$$Z_{\text{с.з.1}} = \frac{Z_{\text{вл}}}{1 + \beta + \delta} \quad (228)$$

$\beta = 0,5$  – коэффициент, учитывающий погрешности трансформаторов тока и напряжения и терминала ДЗ в сторону увеличения зоны защиты. Принимаем, согласно [45].

$\delta = 0,1$  – коэффициент, учитывающий погрешность из за неточности расчета первичных величин [45].

$Z_{\text{ВЛ}}$  – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузку можем приравнять к нагрузке трансформатора, т.е. 16 МВА. Сечение ВЛ 240 мм<sup>2</sup>.

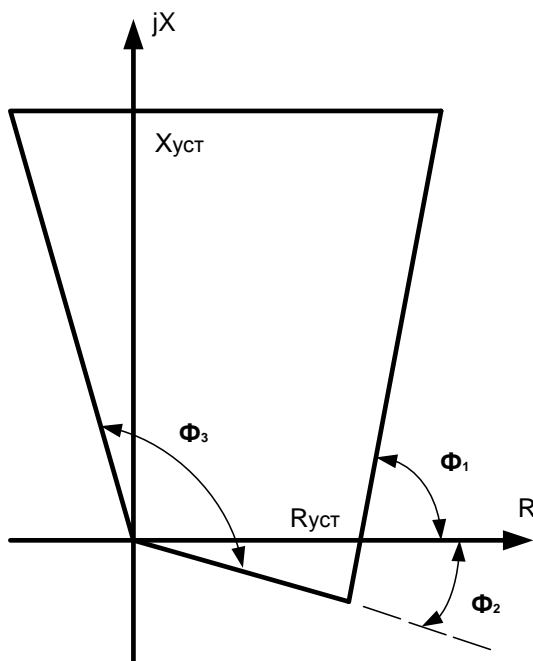


Рис. 3.9.2 Характеристика реле сопротивления

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$$

Сопротивление ВЛ1:

$$R_{\text{ВЛ.1}} = r_0 \cdot L_{\text{ВЛ.1}} = 0,244 \cdot 25 = 6,1 \text{ Ом} \quad (229)$$

$$X_{\text{ВЛ.1}} = x_0 \cdot L_{\text{ВЛ.1}} = 0,427 \cdot 25 = 10,675 \text{ Ом} \quad (230)$$

$$R_{\text{ВЛ.2}} = r_0 \cdot L_{\text{ВЛ.2}} = 0,244 \cdot 25 = 8,54 \text{ Ом} \quad (231)$$

$$X_{\text{ВЛ.2}} = x_0 \cdot L_{\text{ВЛ.2}} = 0,427 \cdot 25 = 14,945 \text{ Ом} \quad (232)$$

Полное сопротивление линии

$$Z_{\text{ВЛ.1}} = 6,1 + j10,65 = 12,29 \cdot e^{j60,2^\circ} \quad (233)$$

$$Z_{\text{ВЛ.2}} = 8,54 + j14,945 = 17,21 \cdot e^{j60,3^\circ} \quad (234)$$

Сопротивление трансформатора

$$Z_{\text{T1}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,71 \text{ Ом} \quad (235)$$

Потери короткого замыкания составляют 22 кВт

Получим активное сопротивление

$$R_{\text{T1}} = \Delta P_k \cdot \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (236)$$

$$R_{T1} = 170000 \cdot \frac{115^2}{40000} = 1,4 \text{ Ом} \quad (237)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{T1} = \sqrt{(Z_{T1})^2 - (R_{T1})^2} = \sqrt{34,71^2 - 1,4^2} = 34,68 \text{ Ом} \quad (238)$$

Полное сопротивление трансформатора

$$Z_{T1} = 1,4 + j34,68 = 34,71 \cdot e^{j87,2^\circ} \quad (239)$$

Абсолютная величина сопротивления первой степени ДЗ:

$$Z_{сз.1} = \frac{12,29 \cdot e^{j60,2^\circ}}{1 + 0,05 + 0,1} = 10,68 \cdot e^{j60,2^\circ} \quad (240)$$

Для определения вторичного сопротивления срабатывания определим коэффициенты трансформации для трансформаторов тока и напряжения.

Для НАМИ-110 коэффициент трансформации составит

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

Рабочий максимальный ток линии определяется по максимальной транзитной мощности.

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{S_{\text{нагр.вл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.вл}}} = \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 472,3 \text{ А} \quad (239)$$

Для встроенного в выключатель трансформатора тока ТВ-110-II-1 коэффициент трансформации.

$$n_T = \frac{500}{5}$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 степени дистанционной защиты.

$$Z_{сз.1.втор} = Z_{сз.1} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 10,68 \cdot e^{j60,2^\circ} \cdot \frac{500 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 0,96 \cdot e^{j60,2^\circ} \quad (240)$$

Угол максимальной чувствительности ДЗ составляет 60,2°. Определим параметры 1 степени дифференциальной защиты линии.

Уставка по оси X для первой степени.

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin \phi_{у.ст} = 10,68 \cdot \sin 60,3 = 9,18 \text{ Ом} \quad (241)$$

Уставка по оси R для первой степени.

$$R_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos \phi_{у.ст} = 10,68 \cdot \cos 60,3 = 5,29 \text{ Ом} \quad (242)$$

Уставка по R оси характеристики первой степени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном коротком замыкании в минимальном режиме, через максимальное сопротивление дуги.

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}} \quad (243)$$

$\Delta U_{д}$  – возможное падение напряжения на дуге, которое определяется следующим образом:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l \quad (244)$$

$l$  – длина дуги с учетом раздувания за время работы защиты.

Первая ступень дистанционной защиты – быстродействующая, следовательно дуга не превысит расстояния между фазными проводами. Для ВЛ 110 кВ сечением 240мм<sup>2</sup> при применении железобетонных опор междуфазное расстояние равняется 5,5м.

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ} \quad (245)$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном коротком замыкании в конце линии.

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,729 = 6,69 \text{ кА} \quad (246)$$

Сопротивление дуги

$$r_{д.макс} = \frac{5,78}{6,69} = 0,86 \text{ Ом} \quad (247)$$

Суммарное активное сопротивление линии и дуги

$$R_{л.ст} + r_{д.макс} = 5,29 + 0,86 = 6,15 \text{ Ом} \quad (248)$$

Угол наклона нижней характеристики по рекомендации фирмы принимаем (15°), а угол наклона левой части характеристики 115°. При коротком замыкании на стороне НН трансформаторов подстанции, суммарный ток трехфазного КЗ на стороне ВН составляет  $I_{кз.т}^{(3)} = 1,274 \text{ кА}$ , а по линии протекает  $I_{кз.вл1} = 0,32 \text{ кА}$

Расчет второй ступени дистанционной защиты линии W1, отходящей от подстанции А производится по схеме (рис 35, а) [35]. Сопротивление срабатывания 2 ступени дистанционной защиты выбирается по двум условиям.

Согласование с первой ступенью дистанционной защиты линии W2 установленной на подстанции В

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_{вл.1} + \frac{0,66}{K_{тII}} \cdot Z_{вл.2} \quad (249)$$

$K_{тII} = 1$  – коэффициент токораспределения

Сопротивление второй ступени дистанционной защиты линии W1

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot (6,1 + j10,65) + \frac{0,66}{1} \cdot (8,54 + j14,945) = 10,851 - j18,912 \text{ Ом}$$

Условие 2: отстройка от короткого замыкания на шинах НН подстанции В

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot (Z_{вл.1} + \frac{Z_T}{K_{т.тр}}) \quad (250)$$

$$K_{т.тр} = \frac{0,317}{1,274} = 0,25$$

Сопротивление второй ступени дистанционной защиты по 2 условию

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot (6,1 + j10,65) + \frac{0,66}{0,25} \cdot (1,4 + j34,68) = 8,879 - j100,49 \text{ Ом}$$

Поскольку сопротивление трансформаторов намного больше сопротивления линий, то определяющим является меньшее значение.

$$Z_{с.з.2}^{II} = 10,851 - j18,912 \text{ Ом}$$

Чувствительность второй ступени будет обеспечена в случае, если выполняется условие:

$$\frac{Z_{л.2}}{Z_{л.1}} \geq 0,6 \cdot K_{тII} \quad (260)$$

$$\frac{8,54 + j14,945}{6,1 + j10,65} = 1,4 \geq 0,6 \cdot 1$$

Необходимое условие выполняется.

Уставка по оси X второй ступени

$$X_{2.ст} = Z_{2.ст} \cdot \sin \phi_{1.ст} = 21,8 \cdot \sin 60,3 = 18,912 \text{ Ом} \quad (261)$$

Уставка по оси R для второй ступени.

$$R_{2.ст} = Z_{2.ст} \cdot \cos \phi_{1.ст} = 21,8 \cdot \cos 60,3 = 10,851 \text{ Ом} \quad (262)$$

Возможное падение напряжения:

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

В минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце второй линии ток равен:

$$I_{кз.мин.вл.2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,513 = 2,17 \text{ кА} \quad (263)$$

Сопротивление дуги

$$r_{д.макс} = \frac{5,78}{2,17} = 2,65 \text{ Ом} \quad (264)$$

Суммарное сопротивление воздушной линии и дуги:

$$R_{2.ст} + r_{д.макс} = 10,851 + 2,65 = 13,5 \text{ Ом} \quad (265)$$



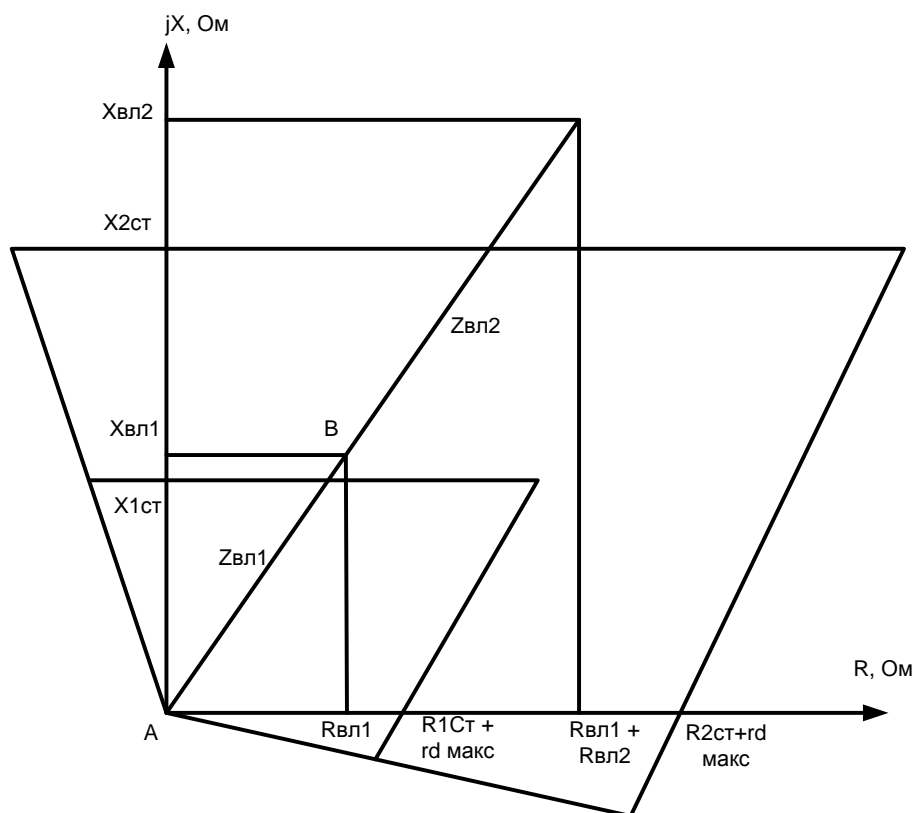


Рис. 3.9.3 Характеристика 1 и 2 степени ДЗ в виде четырехугольника

Сопротивление срабатывания третьей степени выбирается по формуле:

$$Z_{с.з.3} = \frac{Z_{самозап}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\phi_{3.ст} - \phi_{раб})} \quad (266)$$

$Z_{самозап}$  – минимальное первичное сопротивление в месте установки защиты при самозапуске электродвигателей.

$\phi_{3.ст}$  – угол максимальной чувствительности третьей степени дистанционной защиты, совпадает с  $\phi_{1.ст}$

$k_H$  и  $k_B$  определяются по документации на МП терминал.

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб.макс}} \quad (267)$$

$U_{мин}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты, которое в условиях самозапуска двигателей можно принять  $0,8 \cdot U_{раб.мин}$ .

$k_{самозап} = 2$  – коэффициент учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей, согласно [45].

$I_{раб.макс}$  – максимальное значение тока защищаемой линии

$k_B = 1,05$  возврата органов дистанционной защиты, согласно [43]

Минимальное значение в месте установки

$$U_{мин} = 0,8 \cdot U_{ном.вн} = 0,8 \cdot 115 = 92 \text{ кВ} \quad (268)$$

### Сопротивления самозапуска

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{92000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 472,3} = 56 \text{ Ом} \quad (269)$$

Так как в составе нагрузки есть электродвигатели с  $\cos\phi = 0,89$ , то угол не может превысить  $28^\circ$  в нормальном режиме.

Сопротивление срабатывания третьей ступени дистанционной защиты.

$$Z_{\text{с.з.3}} = \frac{56}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(60,3^\circ - 28^\circ)} = 53,12 \text{ Ом} \quad (270)$$

Выдержка времени третьей ступени берется на ступень селективности  $\Delta t = 0,5$  больше выдержек времени тех защит, с которыми производится согласование.

$$t_{3.\text{ст.дз}} = t_{\text{мтз.т}} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

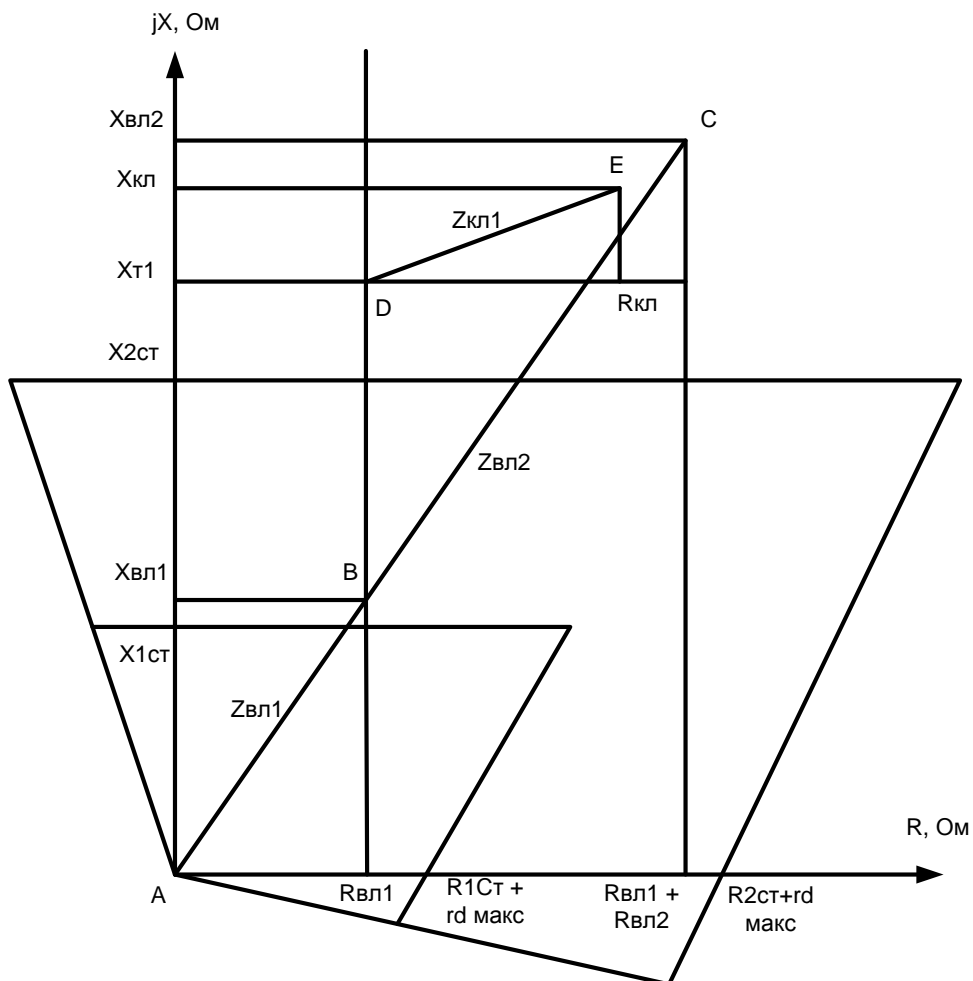


Рис. 3.9.4 Характеристика 3 ступени ДЗ, наложенная на сеть ГПП

### Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока

Все трансформаторы тока, используемые в качестве датчиков тока для устройств релейной защиты и автоматики должны обеспечивать требуемую точность работы в разных режимах, согласно [33]. Для этого полная погрешность

трансформатора тока не должна превышать 10% при максимальном токе короткого замыкания.

Проверим трансформатор тока вводного выключателя 10 кВ на стороне низкого напряжения подстанции на соответствие 10% погрешности.

Согласно кривым предельной кратности, взятых из [46], для трансформатора тока ТЛМ-10 класса Р с  $K_T = 1000/5$  допустимое значение сопротивления нагрузки  $Z_H = 1,28 \text{ Ом}$

Определяем расчетное сопротивление вторичной цепи ТТ

$$Z_{H, \text{расч}} = 2 \cdot R_{\text{пр}} + Z_p + R_{\text{пер}} \quad (271)$$

$Z_p$ - сопротивление реле

$$Z_p = \frac{S_p}{I^2} = \frac{1}{5,3^2} = 0,04 \text{ Ом} \quad (272)$$

$R_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление контактов

$R_{\text{пр}}$ –сопротивление проводов связи. Используем медный провод сечения  $S = 2,5 \text{ мм}^2$ , длиной  $l = 10 \text{ м}$ .

$$R_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{10}{57 \cdot 2,5} = 0,07 \text{ Ом} \quad (273)$$

$$Z_{H, \text{расч}} = 2 \cdot 0,07 + 0,04 + 0,1 = 0,28 \text{ Ом} < 1,2 \text{ Ом} \quad (274)$$

## 4. СТАТИЧЕСКИЙ ТИРИСТОРНЫЙ КОМПЕНСАТОР

### 4.1 Выбор статического тиристорного компенсатора

Пусковой ток электродвигателей будет превышать рабочий в 5,5 раз

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{P_{\text{д.ном}}}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{д.ном}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1250}{\sqrt{2} \cdot 10 \cdot 0,89 \cdot 0,964} = 103,021 \text{ А} \quad (275)$$

$$I_{\text{пуска}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д.ном}} = 5,5 \cdot 103,021 = 566,61 \text{ А} \quad (276)$$

Реактивная мощность, которую потребит двигатель во время пуска

$$Q_{\text{пуска.эд}} = U_{\text{д.ном}} \cdot I_{\text{д.ном}} \cdot \sin\varphi = 10 \cdot 10^3 \cdot 566,61 \cdot 1 = 5,66 \text{ МВАр} \quad (277)$$

Принимаем допущение, что при пуске  $\sin\varphi = 1$ , так как в пусковом токе двигателя на начальном интервале пуска реактивная составляющая значительно больше активной.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$I_{\text{кз на шинах цеха}}^{(3)} = 10,645 \text{ кА} \quad (278)$$

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз на шинах цеха}}^{(3)} \cdot U_{\text{ном}} = 184,37 \text{ МВА} \quad (279)$$

$$X_{\text{сети}} = \frac{U^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{100}{184,37} = 0,54 \text{ Ом} \quad (280)$$

Суммарная потребляемая мощность из сети во время пуска ЭД

$$Q_{\text{потребляемая}} = Q_{\text{раб.эд}} + Q_{\text{пуска.эд}} = \frac{P_{\text{д.ном}}}{\cos\varphi \cdot 2} \cdot \sin\varphi + Q_{\text{пуска.эд}} \quad (281)$$

$$Q_{\text{потребляемая}} = Q_{\text{раб.эд}} + Q_{\text{пуска.эд}} = \frac{1250}{0,89 \cdot 2} \cdot 0,45 + 5,66 = 5,94 \text{ МВАр} \quad (282)$$

Вся потребляемая мощность из сети представится в виде мощности конденсаторной батареи, присоединенной к шинам цеха.

Получится, что

$$Q_c = Q_+ = 5,94 \text{ МВАр}$$

Допустимая максимальная просадка напряжения 5%, т.е. 0,5 кВ. При установленной батарее, мощностью 6 МВАр, просадка составит

$$Q_{\text{стк+}} = \Delta U_{s-} \cdot \frac{U_s^2}{X_s} \quad (283)$$

$$\Delta U_{s-} = \frac{Q_{\text{стк+}} \cdot X_s}{U_s^2} = \frac{6 \cdot 0,54}{100} = 0,0324 \text{ (0,32 кВ)} \quad (284)$$

При данной просадке величина напряжения на шинах цеха составит 9,68 кВ, что соответствует допустимому значению для обеспечения качества электроэнергии.

Выбрав батарею конденсаторов мощностью 6 МВАр, мы должны и  $Q_L$  выбрать на 6 МВАр, поскольку, увеличения напряжения сверх 10 кВ не предусматривается. Следовательно, реактор должен потреблять избыточную реактивную мощность батареи, но не сети.

Параметры СТК:

$$Q_c = 6 \text{ МВАр}$$

$$Q_L = 6 \text{ МВАр}$$

$$Q_+ = 6 \text{ МВАр}$$

$$Q_- = 0 \text{ МВАр}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

При угле  $90^\circ$  мощность будет выдаваться батареей в сеть полностью, соответственно потребление мощности реактором равно нулю в этот момент. После того, как напряжение восстановилось, в течение времени пуска двигателя угол начинаем плавно уменьшать до нуля, что увеличит потребление реактором мощности до 100%, т.е. до 6 МВАр, компенсируя избыточную мощность, генерируемую КБ и поддерживая неизменным напряжение на секции.

Для исследования влияния угла включения тиристоров на мощность, выдаваемую СТК, мы провели исследование в лаборатории ЮУрГУ. В результате были получены следующие данные:

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	
ПАРАМЕТРЫ СЕТИ:	
НАПРЯЖЕНИЕ $U_s$	10.00 кВ
ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ:	
МАКСИМАЛЬНО ГЕНЕРИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ $Q_{s+}$	6.00 МВА
МАКСИМАЛЬНО ПОТРЕБЛЯЕМАЯ МОЩНОСТЬ $Q_{s-}$	.00 МВА
МОЩНОСТЬ НАГРУЗКИ:	
АКТИВНАЯ $P_n$	11.49 МВт
РЕАКТИВНАЯ $Q_n$	5.88 МВА
СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ ТРГ-ЗВЕЗДА	
КОЛИЧЕСТВО ТРГ	1
СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ КОНДЕНСАТОРНОЙ БАТАРЕИ-ЗВЕЗДА	
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА	
ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРА:	
МОЩНОСТЬ $S_T$	40.00 МВА
НАПРЯЖЕНИЕ КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ $U_k$	10.00 %
ТОК КОЛОСТОГО ХОДА $I_{xk}$	.50 %
ВЕЛИЧИНА ИНДУКТИВНОСТИ ОДНОЙ ТРГ	.05 Гн
ВЕЛИЧИНА ЕМКОСТИ ОДНОЙ КОНДЕНСАТОРНОЙ БАТАРЕИ	203.82 мкФ

ВКЛЮЧЕНО ЯЧЕЕК 0 И ОДНА РЕГУЛИРУЕТСЯ									
ALF Гр.	$Q_s$ МВА	$Q_L$ МВА	$N$ МВА	$N$ %	$I_e$ А	$I_s$ А	5 %	7 %	11 %
90	6.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
80	5.99	.01	.02	.26	2.07	1.10	.21	-.19	-.15
70	5.89	.11	.08	1.31	13.18	8.63	1.30	-.92	-.22
60	5.65	.35	.15	2.42	37.54	28.25	2.76	-.98	.50
50	5.21	.79	.15	2.44	79.93	64.16	2.93	.58	.05
40	4.55	1.45	.11	1.89	145.69	118.60	.75	2.04	-.79
30	3.65	2.35	.15	2.42	235.05	191.55	-2.76	.98	.50
20	2.56	3.44	.26	4.32	344.88	280.80	-4.97	-1.70	.62
10	1.32	4.68	.23	3.83	468.58	382.13	-3.88	-2.43	-.99
0	.00	6.00	.00	.00	600.00	489.90	.00	.00	.00

Рис.4.1.1 – Результаты исследования на ЭВМ

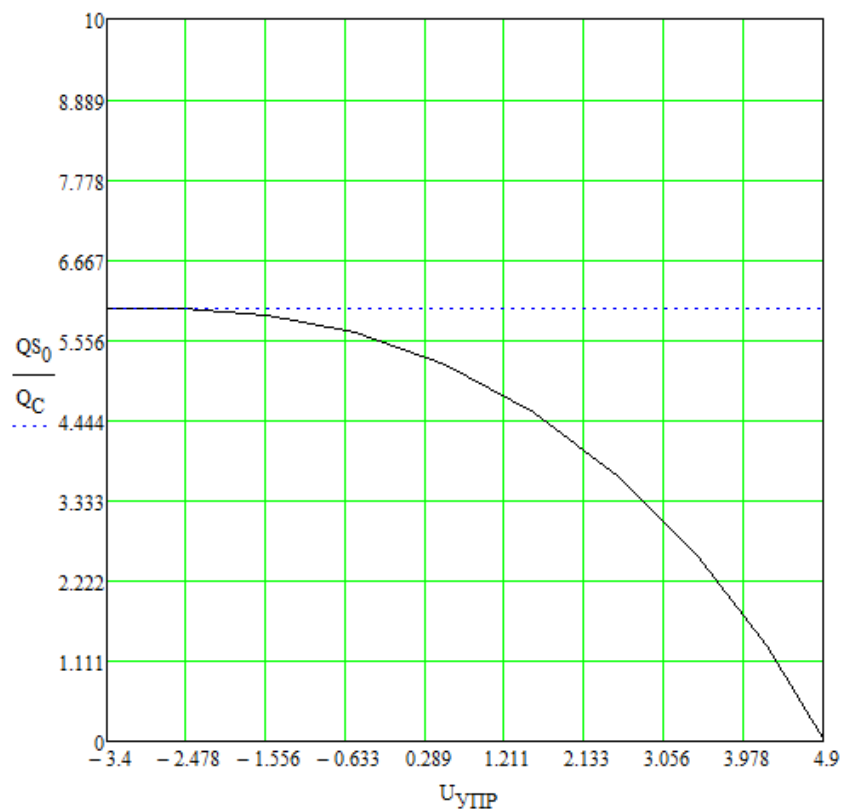


Рис. 4.1.2 Зависимость генерируемой и потребляемой мощности подстанции от напряжения управления системы регулирования

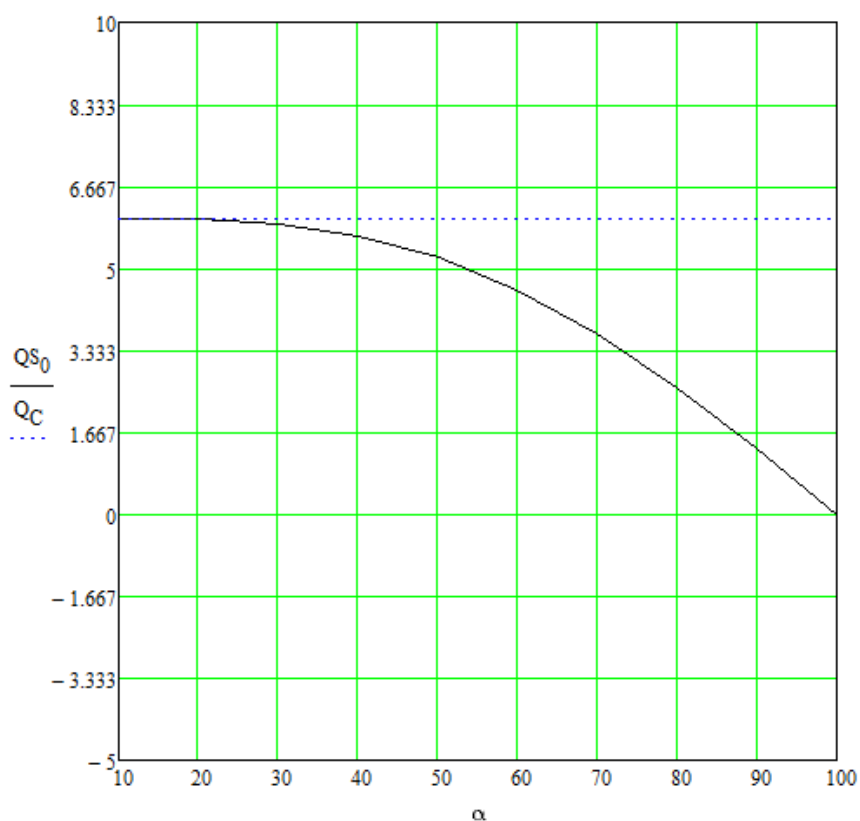


Рис. 4.1.3 Зависимость генерируемой и потребляемой мощности подстанции от угла управления системы регулирования

Максимальное значение коэффициента искажения равно 4,32%, что для нас не существенно, поскольку речь идет о электроснабжении цеха. Современные МП УРЗА выполняются помехозащищенными, что дополнительно увеличивает надежность их использования.

Выберем с сайта [47] к установке ТКРМ фирмы ЧАО "Запорожский завод Преобразователь", допущенный к установке на объектах ОАО "ФСК ЕЭС".

Номинальная мощность ТКРМ, выполненного на напряжение 10 кВ, специально для электрических сетей с изолированной нейтралью, составляет 6,3 МВА. Максимальная просадка напряжения для данной мощности составит:

$$\Delta U_{s-} = \frac{Q_{\text{стк+}} \cdot X_s}{U_s^2} = \frac{6,3 \cdot 0,54}{100} = 0,034 \text{ (0,34 кВ)} \quad (285)$$

При данной просадке напряжение составит 9,66 кВ, что удовлетворяет требованиям к качеству электроэнергии.

Тип используемого компенсатора – ТКРМ - 6,3/10.

Тип компенсирующего реактора – РКМ - 4000/10.

Охлаждение ПСМ (полупроводникового стабилизатора мощности) – воздушное -принудительное от встроенного вентилятора.

Охлаждение силового фильтра – воздушное естественное, а для комплектующих реакторов РКМ – естественное масляное.

Силовой фильтр в виде рамы, с вертикально установленными конденсаторами типа СUAKS, имеющие встроенные предохранители.

Ввод питающего напряжения предусматривается сверху шинами.

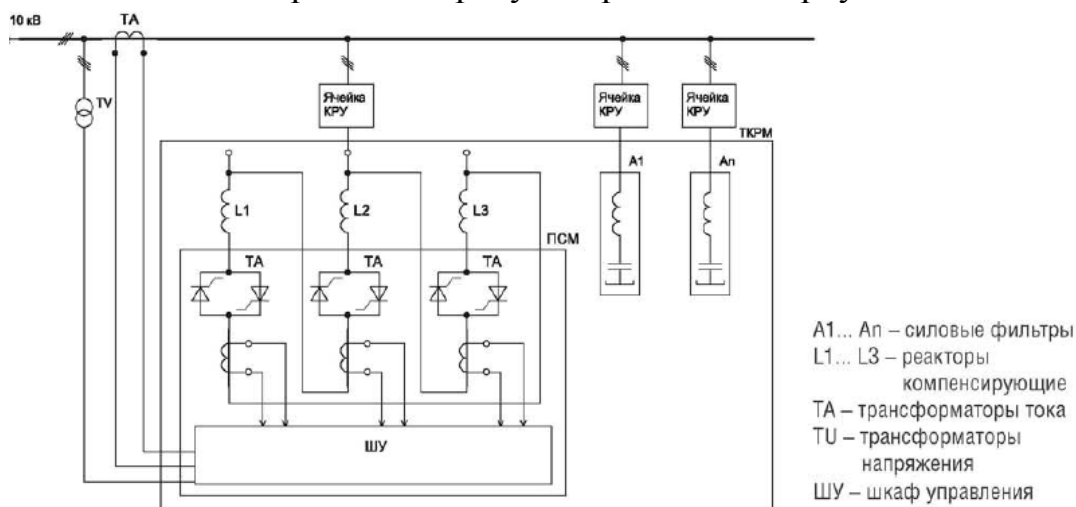


Рис. 4.1.4 Структурная схема ИРМ СТК.

## 4.2 Релейная защита ТКРМ

Система управления тиристорами СТК изначально идет в комплекте со всеми необходимыми для нее защитами. Помимо этого, предусмотрен шкаф со следующими защитами, предусмотренными по [2, п. 5.6]:

– от токов короткого замыкания, действующая на отключение без выдержки времени

– защита от повышения напряжения, причем отключение производится с выдержкой времени 3-5 минут, а повторное включение после снижения напряжения в сети до номинального значения, но не раньше чем через 5 минут после ее отключения.

Все необходимое оборудование для защиты ТКРМ поставляется заводом-изготовителем.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Особенностью данного дипломного проекта является наличие устройства регулирования напряжения на шинах РУ цеха, что дает нам возможность регулирования напряжения. В итоге, мы получаем повышение качества электроснабжения потребителей, за счет меньших колебаний напряжения.

На первом этапе дипломного проекта был произведен и обоснован выбор подстанционного оборудования и произведен расчет токов короткого замыкания. Причем токи рассчитаны для максимального и минимального режимов работы сети.

Следующим этапом произведен выбор релейной защиты и автоматики, необходимый для обеспечения нормальной работы сети. В качестве поставщика микропроцессорных терминалов было выбрано ОАО НПП "ЭКРА".

Произведен расчет уставок и проверка трансформаторов тока на допустимую погрешность.

В завершение был выбран статический тиристорный компенсатор, фирмы ЧАО "Запорожский завод Преобразователь", на напряжение 10 кВ и мощностью 6,3 МВАр, сделаны соответствующие выводы и обоснования.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. — [http://www.fsk-ees/about/standards\\_organization.html](http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html)
2. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 15-е изд. — Москва, 2003 — 256 с.
4. Положение о единой технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – [http://www.fsk-ees/about/standards\\_organization.html](http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html)
5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. — [http://www.fskees/about/standards\\_organization.html](http://www.fskees/about/standards_organization.html)
6. ОАО "Электrozавод" – <http://www.tmg.elektrozavod.ru/>
7. ГОСТ 2213-79. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003, – 35 с.
8. ТУ 3414-016-05755766-2007. Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-ВК, ПКН-ВК. Технические условия. - ОАО «НВА», 2008, - 198 с.
9. Таблица подбора предохранителей для трансформаторных подстанций.
10. АО "Кореневский завод низковольтной аппаратуры". – <https://www.nva-korenevo.ru/>
11. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем электротехническая часть. – Энергоиздат, 1981, –632 с.
12. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов
13. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.
14. УП "МЭТЗ им. В.И.Козлова" г.Минск, республика Беларусь. – <http://metz.by/>
15. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
16. . РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. — М.: НЦ ЭНАС, 2002, — 151 с.
17. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Файбисовича Д.Л. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
18. 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".
19. ЗАО «УЭТМ». Высоковольтная аппаратура. Каталог продукции. – <http://www.uetm.ru/products/146/>
20. 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")

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

21. СТО 56947007-29.130.20.104-2011 ( Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации организации ОАО "ФСК ЕЭС")
22. <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10/> (Каталог ВВУ-СЭЩ-10 производства ЗАО "Группа компаний "Электротит"-ТМ Самара", г. Самара)
23. Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110-750 кВ. – [http://www.fsk-ees.ru/about/certification\\_of\\_equipment/](http://www.fsk-ees.ru/about/certification_of_equipment/)
24. ООО НПП "ЭКРА". – <http://www.ekra.ru/>
25. Оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ПАО "ФСК ЕЭС. – [http://www.fsk-ees.ru/about/certification\\_of\\_equipment/equipment\\_technologies\\_and\\_materials\\_approved\\_for\\_use\\_on\\_oao\\_quot\\_ues\\_fgс\\_quot/?sphrase\\_id=773638](http://www.fsk-ees.ru/about/certification_of_equipment/equipment_technologies_and_materials_approved_for_use_on_oao_quot_ues_fgс_quot/?sphrase_id=773638)
26. Карта заказа терминала БЭ2502А0103. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rzadostancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>
27. Карта заказа терминала БЭ2502А0101.– <http://www.ekra.ru/produkcija/rzadostancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/372-be2502a07xx.html>
28. Карта заказа терминала БЭ2502А0301. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rzadostancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/370-be2502a03hh.html>
29. Карта заказа терминала БЭ2502А0201. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rzadostancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/369-be2502a02hh.html>
30. Регистратор дуговых замыканий ДУГА-О "Механотроника")<http://www.mtrele.ru/shop/dugovaya-zashhita/registrator-dugovyix-zamykanij-duga-o.html>
31. Карта заказа терминала БЭ2502А0402. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rzadostancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/371-be2502a04hh.html>
32. Карта заказа шкафа ШЭ2607 152. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rzadostancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv/295-she2607-152.html>
33. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, переработанное и дополненное. Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 - 297 с.
34. РЭ на терминал БЭ2502А07. – ЭКРА.650321.020%20РЭ%20-%20БЭ2502А%20-%2020160511%20(1).pdf
35. Каталог продукции 2016 года . "ОАО Свердловский завод трансформаторов тока"
36. СТО 56947007-29.120.70.186-2014. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства «SIEMENS AG», «ООО НПП «ЭКРА», «АВВ», «GE MULTILIN» и «ALSTOM GRID»/«AREVA». – ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. – 261 с.
37. Расчет уставок защит трансформаторов и автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и шин, выполненных на базе шкафов защит производства ООО НПП ЭКРА: методические указания /ООО НПП ЭКРА. – Чебоксары, 2011. – 158 с.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

38. Технический каталог Emax 2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. ООО "АББ", подразделение "Низковольтное оборудование". Январь 2016.  
[https://library.e.abb.com/public/3ba17b15263b4919ab60d8e6196d7347/Emax2\\_2016.pdf](https://library.e.abb.com/public/3ba17b15263b4919ab60d8e6196d7347/Emax2_2016.pdf)
39. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 48 с.
40. Бланк уставок терминала БЭ2502А0. –  
<http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>
41. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656122.001-03 РЭ. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ.
42. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656122.001-03 РЭ. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода типа БЭ2502А03ХХ
43. СТО 56947007- 29.120.70.99-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». – ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. – 216 с.
44. Шкаф дифференциально-фазной защиты линии типа ШЭ2607081. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.029 РЭ. / ООО НПП ЭКРА. – Чебоксары, 2011. – 84 с.
45. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. — М.: «Энергия», 1966, — 172 с.
46. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002, – 72 с.
47. ЧАО Запорожский завод "Преобразователь" – <https://zprua.com/>

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2017.413.01ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100