

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, \_\_\_\_\_  
(должность)

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
(подпись и печать) (И.О. Фамилия)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

«Главная понизительная подстанция трубопрокатного завода 110/6 кВ с разработкой схемы питания электропривода рольганга отрезного стана»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 13.04.02.2020.220 ПЗ ВКР

Руководитель, к.т.н., доц.

\_\_\_\_\_/ Ю.В. Коровин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-282

\_\_\_\_\_/ В.П. Галенский /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр, к.т.н., доц.

\_\_\_\_\_/ Ю.В. Коровин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу магистра

Галенский Владислав Павлович

Группа П-282

1. Тема выпускной квалификационной работы «Главная понизительная подстанция трубопрокатного завода 110/6 кВ с разработкой схемы питания электропривода рольганга отрезного стана» утверждена приказом по университету от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы «15» июня 2020 г.

3. Исходные данные к работе

1) Мощность трехфазного короткого замыкания 2000 МВА; 2) Питание ГПП цеха осуществляется двучепной ЛЭП 110 кВ длиной 8 км; 3) Расстояние от проектируемой подстанции до цеха 750 м; 4) Установленная мощность цеха в 13,55 МВА.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

1) выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП, выбор сечения и марки провода ЛЭП;

2) Выбор схем распределительных устройств;

3) Выбор кабельных линий 6 кВ;

4) Расчет параметров рабочих и аварийных режимов;

5) Выбор оборудования ГПП 110 кВ;

6) Выбор оборудования ГПП 6 кВ;

- 7) Назначение устройств РЗА;
- 8) Выбор типоразмера устройств РЗА;
- 9) Расчет параметров устройств РЗА;
- 10) Расчет электропривода рольганга трубоотрезного станка.

5. Перечень графического материала

- 1) Схема главная электрическая 110 и 6 кВ.....1ч. ф. А1;
- 2) Расстановка средств РЗА.....1ч. ф. А1;
- 3) План и разрез ОРУ 110 кВ.....1ч. ф. А1;
- 4) Терминал защиты трансформатора .....1ч. ф. А1;
- 5) Схема подключения и управления рольгангом.....1ч. ф. А1.

6. Дата выдачи задания « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Разработка главной схемы подстанции	25.03.2020	
Расчет параметров нормального и аварийного режимов	31.03.2020	
Выбор оборудования подстанции	16.04.2020	
Назначение и выбор терминалов РЗА	25.04.2020	
Расчет уставок РЗА	10.05.2020	
Разработка логики работы рольганга	15.05.2020	
Расчет и выбор элементов электропривода рольганга	29.05.2020	
Оформление пояснительной записки	04.06.2020	
Выполнение графической части	15.06.2020	

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Ю.В. Коровин /

Студент \_\_\_\_\_ / В.П. Галенский /

## АННОТАЦИЯ

Галенский В.П. Главная понизительная подстанция трубопрокатного завода 110/6 кВ с разработкой схемы питания электропривода рольганга отрезного стана - Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-282, 2020 г., стр. 114, илл. 10, табл. 25. Список литературы – 31 наименований, Чертежей – 5 листов формата А1.

Работа выполнена с целью обеспечения надежности электроснабжения нового цеха трубного завода.

В работе произведён выбор силовых трансформаторов, распределительных устройств высшего и низкого напряжения, а также выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.

Для надёжной работы главной понизительной подстанции завода назначена и рассчитана релейная защита. Источником постоянного оперативного тока для питания устройств релейной защиты выбраны аккумуляторные батареи.

Разработана схема и выбрано оборудование для привода и автоматики рольганга трубоотрезного станка.

В работе использованы программы: *Microsoft Word, Microsoft Visio, Microsoft Excel, ToKo, MathCad, AutoCad, Siemens LOGO! Soft Comfort, sPlan 7.0.*

					<b>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ ВКР</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Галенский В.П.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Коровин Ю. В.				5	114
Рецензент					<b>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</b>		
Н. Контроль		Коровин Ю. В.					
Утверд.		Кирличникова И.М.					

Главная понизительная подстанция трубопрокатного завода 110/6 кВ с разработкой схемы питания электропривода рольганга отрезного стана

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП, ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДА ЛЭП	
1.1. Исходные данные .....	10
1.2. Выбор числа и мощности трансформаторов.....	10
1.3. Выбор сечения и марки провода .....	12
2. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ .....	14
2.1. Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ .....	14
2.2. Выбор схемы распределительного устройства 6 кВ .....	15
2.3. Схема ГПП.....	15
3. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ.....	17
3.1. Выбор сечений кабелей.....	18
4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧИХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ .....	20
4.1. Расчет токов рабочих режимов .....	20
4.2. Расчет токов в аварийном режиме .....	21
5. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП 110 КВ	
5.1. Выбор выключателей .....	24
5.2. Выбор разъединителей .....	28
5.3. Выбор гибких проводов .....	30
5.4. Выбор трансформаторов тока.....	31
5.5. Выбор трансформатора напряжения.....	34
5.6. Выбор ограничителей перенапряжения в РУ 110 кВ.....	35
6. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП 6 КВ.....	37
6.1. Выбор типа КРУ.....	37
6.2. Выбор выключателей КРУ.....	39
6.3. Выбор разъединителя .....	49
6.4. Выбор трансформаторов тока.....	50

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

6.5.	Выбор трансформатора напряжения.....	57
6.6.	Выбор сборных шин 6 кВ .....	58
6.7.	Выбор ограничителя перенапряжения 6 кВ.....	60
7.	<b>НАЗНАЧЕНИЕ УСТРОЙСТВ РЗА</b>	
7.1.	Кабельные линии 6 кВ.....	62
7.2.	Вводной выключатель 6 кВ .....	63
7.3.	Секционный выключатель 6 кВ .....	63
7.4.	Сборные шины 6 кВ.....	64
7.5.	Силовой трансформатор ТДН-10000/110/6.....	64
7.6.	Воздушные линии 110 кВ .....	66
8.	<b>ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЕ УСТРОЙСТВ РЗА</b>	
8.1.	Выбор типоразмера УРЗА КЛ 6 кВ к РП, отходящих от шин НН.....	68
8.2.	Выбор типоразмера устройства РЗА вводного выключателя 6 кВ .....	69
8.3.	Выбор типоразмера устройства РЗА секционного выключателя 6 кВ .....	70
8.4.	Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции 6 кВ ПС .....	70
8.5.	Выбор типоразмера устройства РЗА силового трансформатора ТДН-10000/110/6.....	71
8.6.	Выбор устройства РЗА на выключатель 110 кВ.....	74
8.7.	Выбор типоразмера устройства РЗА ВЛ 110 кВ.....	75
9.	<b>РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА</b>	
9.1.	Трансформатор ТДН-10000/110/6 .....	77
6.8.	Воздушная линия 110 кВ.....	83
6.9.	Выключатель КРУ кабельных линий 6 кВ.....	84
10.	<b>РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОПРИВОДА РОЛЬГАНГА ТРУБОУТРЕЗНОГО СТАНКА</b>	
10.1.	Исходные данные.....	91
10.2.	Предварительный расчет мощности двигателя .....	93

10.3. Выбор электродвигателей .....	99
10.4. Выбор редуктора.....	100
10.5. Приведение статических моментов и моментов инерции к валу двигателя.....	101
10.6. Предварительная проверка двигателя по нагреву и производительности .....	106
10.7. Выбор контроллера автоматике и привода управления рольганга...	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	111
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	112



## ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителям электрической энергии являются крупные предприятия и заводы, которые через главные понизительные подстанции получают электрическую энергию из районной сети.

Главная понизительная подстанция (далее ГПП) - это подстанция, рассчитанная на входное напряжение от 35 до 220 кВ, которая получает питание напрямую от районной энергетической системы, и распределяет электрическую энергию по предприятию, но уже при пониженном напряжении, как правило, 10(6) кВ.

Одно из важнейших свойств ГПП – надёжность электроснабжения, которая зависит от схем распределительных устройств, оборудования установленного на подстанции, а также от работы защиты и автоматики.

С целью обеспечения электроснабжения нового строящегося цеха, разрабатывается схема ГПП 110/6 кВ и выбирается оборудование.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП, ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДА ЛЭП

## 1.1. Исходные данные

Исходными данными являются общая нагрузка потребителя равная 13,55 МВА (коэффициент мощности  $\cos\varphi$  нагрузок, кроме печей, принимается 0,8).

## 1.2. Выбор числа и мощности трансформаторов

Количество трансформаторов на подстанции зависит от мощности и категории потребителей, а также наличием резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

Как правило, от подстанции питаются потребители всех трех категорий, и питание от системы подводится только с одной стороны (сторона ВН), то по условиям надежности необходима установка двух трансформаторов.

При установке на подстанции двух трансформаторов ( $N_T = 2$ ) расчетным является случай, когда произойдет отказ одного из трансформаторов, тогда оставшийся в работе трансформатор с учетом его аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_N}{(N_T - 1)} \leq S_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{п.ав}}, \quad (1.1)$$

где:  $N_T$  – количество трансформаторов;

$k_{\text{п.ав}}$  – расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов (при проектировании принимается равным 1,4).

Данная перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки [1].

По формуле (1) рассчитывается необходимая мощность трансформаторов:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{13,55}{(2 - 1)} = 13,55 \text{ (МВА)}.$$

Тогда номинальная мощность трансформатора определится как:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\text{РАСЧ}}}{1,4} = \frac{13,55}{1,4} = 9,68 \text{ (МВА)}.$$

По полученному значению мощности и заданному значению напряжения выбран трансформатор ТДН–10000/110/6.

Структурная схема ГПП представлена на рисунке 1.1.

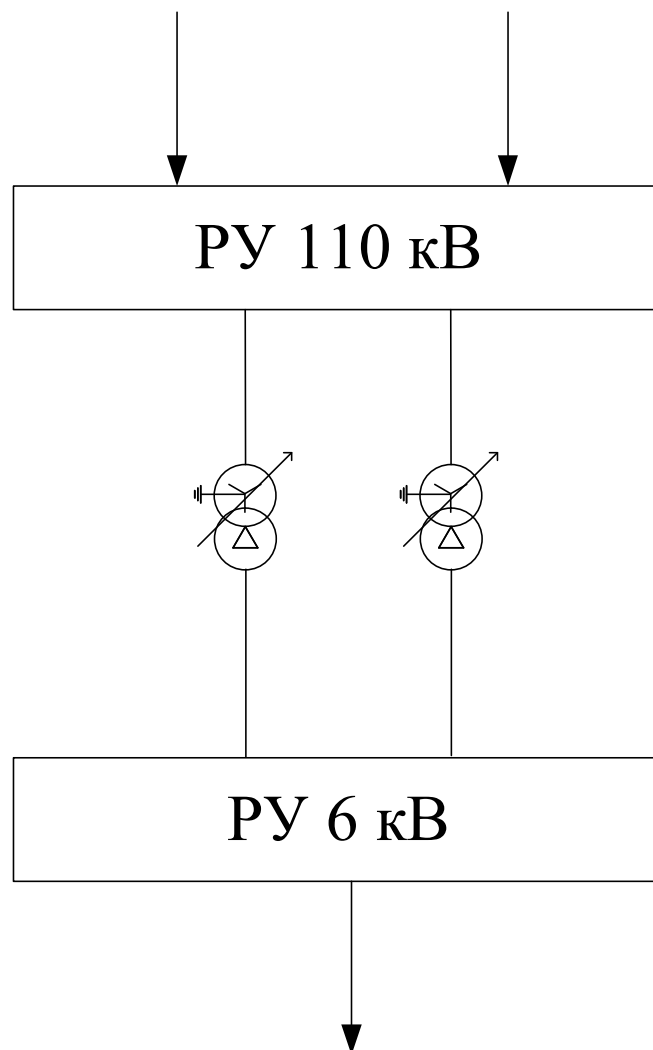


Рисунок 1.1 – Принятая структурная схема подстанции

### 1.3 Выбор сечения и марки провода

По двухцепной ЛЭП Л11 и Л12 проходит мощность, равная нагрузке завода. Определяется ток в нормальном режиме, проходящий по ЛЭП Л11 и Л12:

$$I_{\text{ВН}}^{\text{норм}} = \frac{S_N}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}}, \quad (1.2)$$

где:  $n$  – количество цепей;

$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$  – номинальное напряжение на высокой стороне (110 кВ).

При плановом или аварийном ремонте одной из линий, вся нагрузка будет протекать по оставшейся в работе цепи линии, следовательно, необходимо произвести проверку оставшейся цепи линии по допустимому току.

По формуле (1.2) рассчитываются токи в линии Л11 и Л12:

а) в нормальном режиме:

$$I_{11} = I_{12} = \frac{13,55}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 35,56 \text{ (А)};$$

б) в послеаварийном режиме:

В послеаварийном режиме одна из цепей Л1 будет отключена, следовательно, ток будет в два раза больше, чем при нормальном режиме.

$$I_{\text{ВН}}^{\text{п.ав}} = 2 \cdot I_{11} = 2 \cdot 35,56 = 71,12 \text{ (А)}.$$

Необходимо выбрать провод, который будет соединять ГПП и проходящую вблизи ЛЭП. Сечение провода выбирается по экономической плотности тока ( $j_{\text{э}}$ ). Так как завод работает постоянно (более 5000 часов использования максимума), следовательно,  $j_{\text{э}} = 1 \text{ А/мм}^2$  (для алюминия). [3].

Сечение провода определяется следующим образом:

$$S = \frac{I_{11}}{j_{\text{э}}} = \frac{35,56}{1} = 35,56 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Далее выбирается марка провода, в данном случае марка АС (сталеалюминиевый провод), для которой выбирается ближайшее сечение из ряда номинальных сечений – 70 мм<sup>2</sup>. В конечном итоге получается, что провод, соединяющий ГПП и проходящую ЛЭП, будет АС-70/11.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Необходимо проверить сможет ли провод АС-70/11 обеспечить питание в режиме, когда одна из цепей линии будет выведена в плановый или аварийный ремонт, для этого нужно сравнить ток в послеаварийном режиме с допустимым током провода АС-70/11 [2]:

$$I_{\text{доп}}^{70/11} = 265 \text{ (A)} > I_{\text{ВН}}^{\text{п.ав}} = 71,12 \text{ (A)}. \quad (1.3)$$

Из чего следует, что провод АС-70/11 даже при отказе одной цепи обеспечит работу линии. Исходя из этого, Л11 и Л12 выполнены сталеалюминевым проводом типа АС-70/11.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

## 2. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Распределительным устройством (РУ) называется сооружение, предназначенное для приема и распределения электрической энергии и содержащее электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

К схемам подстанций предъявляются требования простоты, наглядности и экономичности. Эти требования могут быть достигнуты за счет унификации конструктивных решений подстанции, которая наилучшим образом реализуется в случае применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств.

### 2.1. Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ

Федеральная сетевая компания (ФСК) для ответвительных подстанций 35-220 кВ рекомендует выбирать схему распределительного устройства "Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий" [4].

Схема "Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий" может применяться на тупиковых или ответвительных подстанциях напряжением 35-220 кВ. Неавтоматическая перемычка со стороны линий в нормальных условиях отключена (отключён один из разъединителей в перемычке).

Длительное замкнутое состояние перемычки не предусматривается, т.к. при этом может отключиться вся схема при повреждении любой из цепей линии. Перемычка замыкается при отключении одной из линий, чтобы оставить в работе оба трансформатора. Отключенный разъединитель включают при длительных ремонтах ЛЭП. При этом сохраняется возможность использовать и Т1 и Т2.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

## 2.2. Выбор схемы распределительного устройства 6 кВ

Для обеспечения электроэнергией потребителей и собственных нужд (С.Н.) на подстанциях используется РУ 6 кВ. На таких подстанциях применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин, которые применяются при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции [4].

Наличие секционного выключателя позволяет проводить профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей без отключения распределительного устройства, а также повреждение в зоне сборных шин не приводит к отключению всего распределительного устройства.

В нормальном режиме секционный выключатель отключен (раздельная работа секций шин). Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надежностью.

## 2.3. Схема ГПП

С учётом выбранных схем распределительных устройств 110 кВ и 6 кВ составляется схема ГПП (рис. 2.1), на которой присоединения 6 кВ показаны условно без ТТ и других аппаратов.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

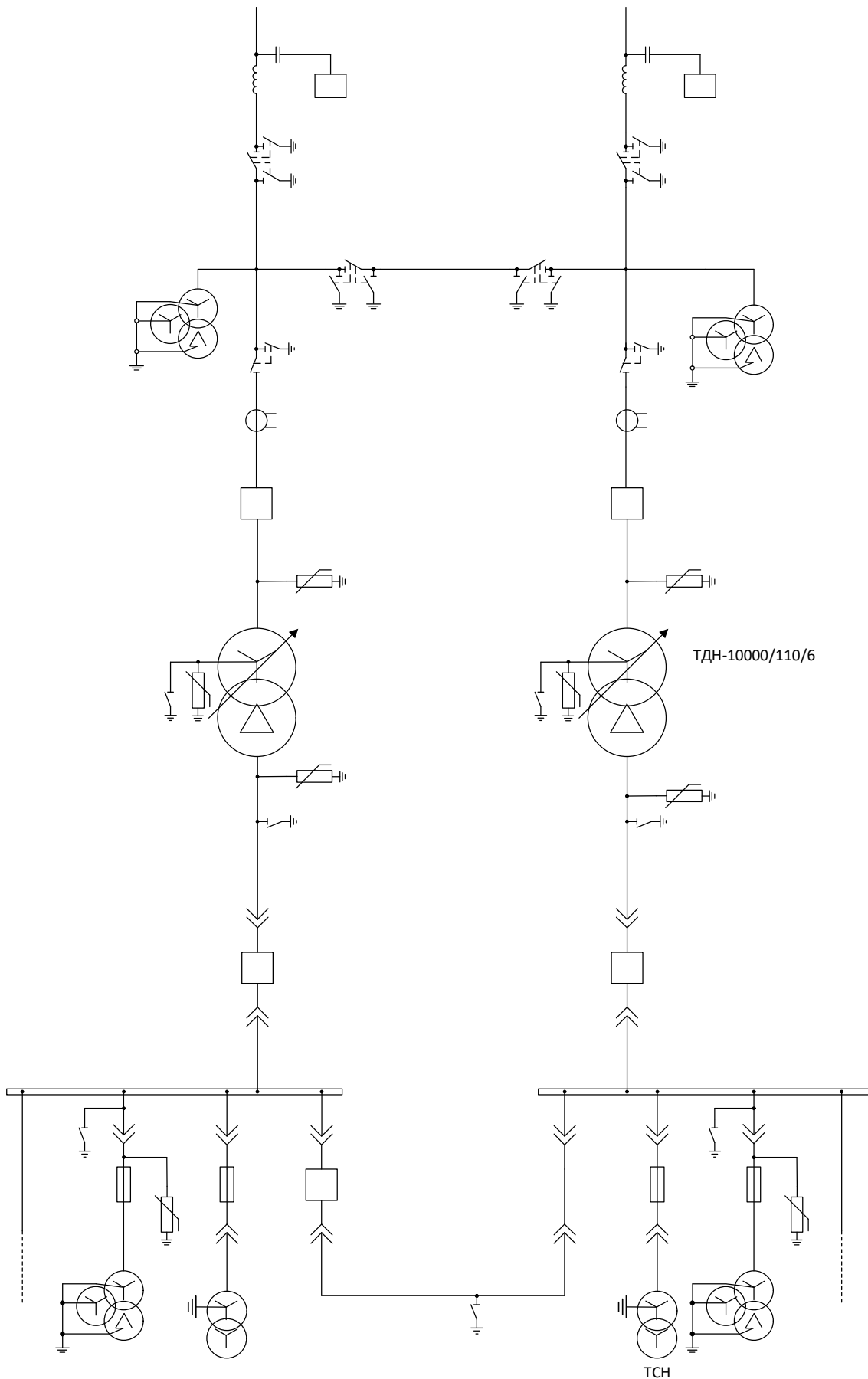


Рисунок 2.1 – Схема ГПП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

16



### 3. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ

Кабели широко используются в различных электроустановках. Потребители 6-10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые первоначально прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в траншеях, в земле.

В настоящее время наблюдается стабильное увеличение производства-потребления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), так как данный кабель обладает рядом преимуществ по сравнению с кабелями с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ):

- в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2—1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре;

- термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах короткого замыкания (КЗ) выше благодаря большей предельной температуре, удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10—15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей;

- большой срок службы СПЭ-кабеля (по данным заводов-изготовителей не менее 30 лет);

- более легкие условия монтажа СПЭ-кабелей, обусловленные меньшей массой, диаметром, радиусом изгиба, отсутствием тяжелой свинцовой (или алюминиевой) оболочки;

- отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа;

СПЭ-кабели высоко экологичны благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении[5].

Исходя из выше сказанного, все кабели 6 кВ на заводе будут с изоляцией из сшитого полиэтилена. Сечение кабеля выбирается из условий экономической плотности тока. Так как завод работает круглосуточно, то время использования максимума нагрузки будет более 5000 ч, следовательно экономическая плотность тока для меди будет 1,6 А/мм<sup>2</sup> [2].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

### 3.1. Выбор сечений кабелей

Объектом энергоснабжения является цех, на территории которого находятся 4 распределительные подстанции (п/ст №1 – п/ст №4) 6 кВ. Расстояние до объектов и их мощности представлены в таблице 3.1.

Выбор сечения кабеля до п/ст №1. Ток в номинальном режиме определяется:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{п/ст1}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U}, \quad (3.1)$$

где:  $S_{\text{п/ст1}}$  – мощность, протекающая по кабелю на п/ст №1, МВА;

$U$  – напряжение кабеля, кВ;

$n$  – количество параллельных кабелей. Для каждой цепи используется два параллельных кабеля.

По формуле (3.1) находим ток в кабеле:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{п/ст1}} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,6} = 175 \text{ (А)}.$$

Сечение кабеля определяется следующим образом:

$$S = \frac{I}{j_{\text{э}}}, \quad (3.2)$$

где:  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

По формуле (3.2) определяется сечение кабеля, по которому выбирается ближайшее и стандартных сечений:

$$S = \frac{175}{1,6} = 109,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбирается ближайшее сечение кабеля из ряда номинальных сечений [2]. Сечение кабеля для п/ст №1 выбирается 120 мм<sup>2</sup>.

В случае повреждения одного из кабелей всю нагрузку должен передать второй кабель, следовательно, необходимо проверить, способен ли один кабель передать всю мощность. Проверка осуществляется по допустимому току, а

максимальный ток, который будет протекать по кабелю, будет в 2 раза больше тока в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (3.3)$$

В результате получается следующее:

$$I_{\text{доп}}^{120} = 333 \geq I_{\text{ав}} = 2 \cdot 175 = 350 \text{ (A)}$$

Следовательно, кабель не проходит. Необходимо использовать кабель большего сечения. Следующее ближайшее значение 150 мм<sup>2</sup>, у которого допустимый ток 379 Ампер [2].

Таблица 3.1 – Кабельные линии

Проход кабеля	Мощность, МВА	Ток нагрузки, А	Ток нагрузки на один кабель, А	Сечение по экономической плотности тока, мм <sup>2</sup>	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А
п/ст №1	4,00	350,0	175,0	109,4	150	379
п/ст №2	3,50	306,0	153,0	95,6	120	333
п/ст №3	3,05	266,8	133,4	83,4	95	294
п/ст №4	3,00	262,4	131,2	82,0	95	294

## 4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧИХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Рабочий режим – это режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

Аварийный режим – это режим, при котором оборудование не может находиться длительное время, поскольку при достаточной длительности создаёт угрозу повреждения или разрушения частей оборудования. Один из самых распространённых аварийных режимов – короткое замыкание.

### 4.1. Расчет токов рабочих режимов

Необходимо рассчитать токи рабочих режимов в РУ ВН и РУ НН для выбора оборудования. Ток в нормальном режиме, когда всё оборудование и все линии электропередач находятся в работе:

– для РУ ВН:

$$I_{\text{ВН}}^{\text{норм}} = I_{11} = \frac{13,55}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 35,56 \text{ (А)};$$

– для РУ НН:

Ток в нормальном режиме и в режиме, когда часть оборудования выведена в аварийный или плановый ремонт, на стороне низкого напряжения от стороны высокого напряжения будет отличаться на коэффициент трансформации трансформатора:

$$I_{\text{НН}}^{\text{норм}} = I_{\text{ВН}}^{\text{норм}} \cdot k_t; \quad (4.1)$$

где:  $k_t$  – коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора.

Коэффициент трансформации определяется как:

$$k_t = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}; \quad (4.2)$$

где:  $U_{\text{ВН}}$  – напряжение на высокой стороне трансформатора;

$U_{\text{НН}}$  – напряжение на низкой стороне трансформатора.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Коэффициент трансформации:

$$k_t = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{6,6} = 17,42.$$

Ток на низкой стороне в нормальном режиме по формуле (4.1):

$$I_{НН}^{\text{норм}} = I_{ВН}^{\text{норм}} \cdot k_t = 35,56 \cdot 17,42 = 619,5 \text{ (А)}.$$

В режиме, когда часть оборудования выведена в плановый или аварийный ремонт:

– для РУ ВН:

$$I_{ВН}^{\text{п.ав}} = I_{ВН}^{\text{норм}} \cdot 2 = 71,12 \text{ (А)};$$

– для РУ НН:

$$I_{НН}^{\text{п.ав}} = I_{НН}^{\text{норм}} \cdot 2 = 619,5 \cdot 2 = 1239 \text{ (А)}.$$

#### 4.2. Расчет токов в аварийном режиме.

Короткое замыкание является самым распространенным видом повреждений в электрических сетях. Для выбора оборудования необходимо знать значение токов трёхфазного короткого замыкания.

Расчёт токов короткого замыкания производится с помощью программы «ТОКО». Полученные результаты токов короткого замыкания для стороны с высоким напряжением и стороны с низким напряжением с выключенным секционным выключателем представлены на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

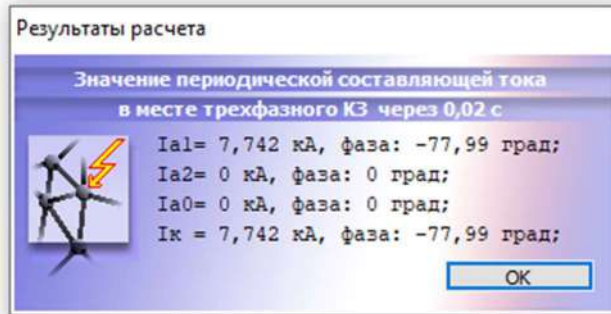
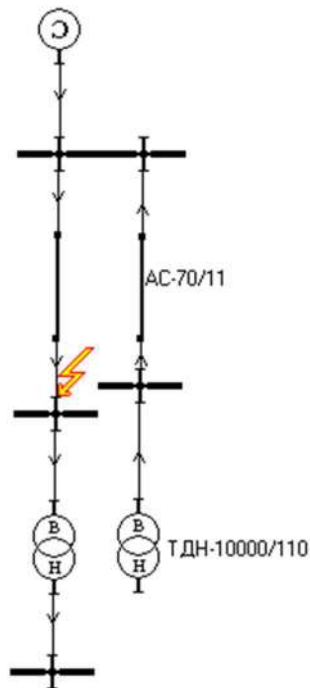


Рисунок 4.1 – Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ

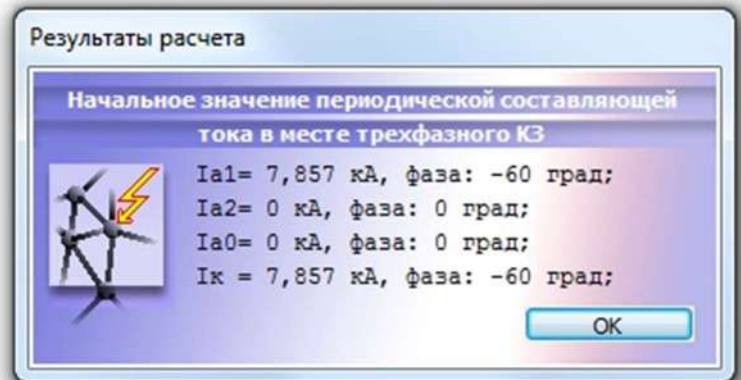
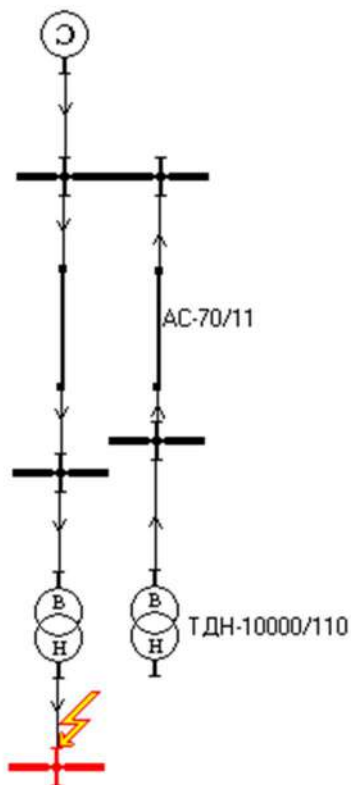


Рисунок 4.2 – Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ с выключенным секционным выключателем

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

22

Полученные значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания при мощности короткого замыкания  $S_{КЗ} = 2000$  МВА представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ

Место короткого замыкания	Значение тока короткого замыкания периодической составляющей, кА
РУ 110 кВ	7,742
РУ 6 кВ без СВ	7,857

С учётом полученных значений токов трёхфазного короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения выбирается оборудование подстанции.

## 5. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП 110 КВ

### 5.1. Выбор выключателей

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

При выборе выключателя его номинальные параметры сравниваются с параметрами сети в месте его установки. Выключатель выбирается по наиболее тяжелому режиму работы, который возможен в эксплуатации.

Номинальное напряжение выключателя должно быть равно или больше номинального напряжения защищаемой сети.

Номинальный длительный ток выключателя должен быть больше максимального рабочего тока.

Номинальный ток отключения выключателя должен быть больше максимального расчетного тока короткого замыкания к моменту расхождения контактов.

Все выключатели для РУ ВН выбираются одинаковые для каждой из цепей по наибольшему току в длительном режиме.

Напряжение сети  $U_{ном} = 110$  кВ. Максимальный длительный ток  $I_{max} = 71,12$  А. Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания  $I_{П0} = 7,742$  кА (см. табл. 4).

Для данных параметров подходит элегазовый выключатель ВГП-110 II - 20/2500 УХЛ 1.

Параметры выбранного выключателя представлены в таблице 5.1 [7].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



Таблица 5.1 – Параметры выключателя ВПП-110 II - 20/2500 УХЛ 1

Номинальное напряжение $U_H$ , кВ	110
Номинальный ток $I_H$ , А	2500
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ , кА	20
Собственное время отключения $t_{откл}$ , с	0,035
Полное время отключения $t_{полн}$ , с	0,055
Относительное содержание апериодической составляющей $\beta$ , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{скв}$ , кА	102
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$ , кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{скв}$ , кА	40
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$ , кА	40
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА	40
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с	3

Согласно [1] произведем проверку выключателя по:

– по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} > I_{п.0}; \quad (5.1)$$

$$i_{а.н} > i_{а.т}, \quad (5.2)$$

где:  $i_{а.т}$  – апериодическая составляющая тока КЗ. Определяется как:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{t_{рза} + t_{откл}}{T_a}}, \quad (5.3)$$

где:  $t_{рза}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,01 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берётся из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ  $T_a = 0,02$  с [1];

$t_{\text{откл}}$  – собственное время отключения выключателя (задаётся заводом изготовителем), с.

По формуле (5.3) определяется значение аperiodической составляющей тока:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,742 \cdot e^{\frac{0,01+0,035}{0,02}} = 1,154 \text{ (кА)}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{a.n} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (5.4)$$

где:  $\beta$  – относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a.n} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{45}{100} = 12,73 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{вкл}} > i_y, \quad (5.5)$$

где:  $i_y$  – ударное значение тока короткого замыкания.

Ударным называют максимальное мгновенное значение тока КЗ, возникающее за первый полупериод с момента возникновения КЗ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y, \quad (5.6)$$

где:  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ. Данная величина берется из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается КЗ., воздушными линиями напряжением 110 кВ  $k_y=1,717$  [1].

По формуле (5.6) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,742 \cdot 1,717 = 18,8 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{вкл}} > I_{\text{п.0}}. \quad (5.7)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{п.0}}; \quad (5.8)$$

$$i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > i_y. \quad (5.9)$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k, \quad (5.10)$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

где:  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ.

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a), \quad (5.11)$$

где:  $t_{рз}$  – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 110 кВ  $T_a=0,02$  с.

$$B_k = 59,94 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 10,49 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 400 \cdot 0,175 = 70 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

В таблице 5.2 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 5.2 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВГП-110 II.

	Параметры выключателя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2500	71,12
Номинальный ток отключения, кА	20	7,742
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Содержание апериодической составляющей, %	45	
Апериодическая составляющая тока, кА	12,73	1,154
Наибольший пик тока включения, кА	102	18,8
Номинальный ток включения, кА	40	7,742
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	102	18,8
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	40	7,742
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	70	10,49

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно, выключатель ВГП-110 II прошел проверку.

## 5.2. Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для размыкания цепей без тока. Его основная функция – создание видимого разрыва цепей для безопасной работы персонала.

Разъединители в цепях распределительного устройства 110 кВ выбирается, как и выключатель, один тип для всего РУ. Разъединители так же выбираются по рабочему току длительного режима и номинальному напряжению. Так как разъединитель не предназначен разрывать цепей с током, то и проверка по включающей и отключающей способности не проводится.

Согласно [3] произведем выбор разъединителя по:

- по номинальным параметрам:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

С учетом вышесказанного выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000-31,5. Согласно изготовителю [8] данный разъединитель оборудован заземляющими ножами с фиксацией во включенном положении от динамических усилий при токах КЗ, а так же механической блокировкой, предотвращающей замыкания контактов при действующем заземлении. Разъединитель оснащен электродвигательными приводами ПД—14 или ручными приводами ПРГ—6.

Характеристики разъединителя представлены в таблице 5.3.

Согласно [1] произведем проверку разъединителя по:

- по электродинамической стойкости:

$$I_{пр}^{СКВ} > I_{п.0};$$

$$i_{пр}^{СКВ} > i_y.$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

Таблица 5.3 – Характеристики разъединителя РГ-110/1000-31,5 [8]

Номинальное напряжение $U_H$ , кВ	110
Номинальный ток $I_H$ , А	1000
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$ , кА	80
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$ , кА	31,5
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с	3

– по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_k;$$

$$B_k = 59,94 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 10,49 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 400 \cdot 0,175 = 70 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 5.4 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 5.4 – Каталожные и расчетные данные разъединителя РГ-110/1000-31,5

	Параметры разъединителя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1000	71,12
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	80	18,8
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	31,5	7,742
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	70	10,49

Все параметры разъединителя соответствуют требованиям, следовательно, разъединитель РГ-110/1000-31,5 прошел проверку.

### 5.3. Выбор гибких проводов

В РУ 110 кВ для связи распределительного устройства и трехобмоточного трансформатора, расположенного на удалении от самого РУ необходим гибкий токопровод, который подвешивается на линейных порталах. Согласно [1] гибкие провода выбираются по длительно допустимому току, то есть  $I_{раб} = 71,12$  А.

По данному критерию согласно [2] подходит провод АС-35/6,2 с допустимым длительным током  $I_{доп} = 175$  А. Однако, согласно [1] провод должен пройти проверку по условию короны:

$$F_{пр} > F_{доп}, \quad (5.12)$$

где:  $F_{пр}$  – сечение выбранного провода в мм<sup>2</sup>;

$F_{доп}$  – допустимое минимальное сечение по условию возникновения короны.

При напряжении номинальном 110 кВ  $F_{доп} = 70$  мм<sup>2</sup>. Следовательно, выбираем гибкий провод АС-70/11 с  $I_{доп} = 265$  А.

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости, однако, учитывая, что ток короткого замыкания в РУ 110 кВ 7,742 кА, то согласно [3] при токах КЗ меньше 20 кА проверка по электродинамической стойкости не производится.

Согласно [1] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (5.13)$$

где:  $S_{min}$  – минимальное сечение токоведущих проводников;

$B_K$  – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 110 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

$C$  – постоянная, зависящая от материала провода. Для алюминия  $C = 89 \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{мм^2}$  [3].

$$S_{min} = \frac{\sqrt{10,49}}{89} = 36,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше  $S_{\min}$ . По справочным данным сечение провода АС-70/11 равно 68 мм<sup>2</sup>. Следовательно, провод проходит по условию термической стойкости.

#### 5.4. Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [9].

Трансформатор тока имеет первичную обмотку, выполненную либо отдельным проводником, либо витком вокруг магнитопровода. Сам магнитопровод и вторичная обмотка, выполненная таким образом, чтобы на ней был ток, удобный для измерения и работы релейной защиты. Как правило, номинальный вторичный ток имеет значения либо 5, либо 1 ампер.

В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока различных классов точности. Приборы высокого класса точности необходимы для измерений, где важна точность. Более низкий класс точности – для устройств релейной защиты, которая работает от увеличения тока в первичной обмотке.

Согласно схемам ФСК [4] трансформаторы тока устанавливаются в цепи выключателей со стороны присоединений. По требованию ПУЭ [3] выключатели присоединений должны быть в зоне действия защиты шин. В цепи секционного выключателя трансформатор тока установлен с двух сторон.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_H > I_{max}$$

$$U_H > U_{max}$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [3].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Проверка на термическую и электродинамическую стойкость проверяется либо при заданной в каталоге кратности, либо токам.

Для РУ 110 кВ выбранный трансформатор тока ТГМ-110 УХЛ1 75/5 с возможностью установки в открытом распределительном устройстве в регионах с холодным и умеренным климатом. Согласно [10] данный трансформатор тока имеет следующие параметры:  $I_{1\text{ном}} = 75 \text{ А}$  (который может обеспечить класс точности 0,5);  $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ ;  $i_{\text{дин}} = 23 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{терм}} = 9 \text{ кА}$ .

Согласно [1] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{\text{дин}} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно:  $i_y = 18,8 \text{ кА}$ .

Так как значение  $i_{\text{дин}} = 23 \text{ кА}$ , а  $i_y = 18,8 \text{ кА}$  следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 9^2 \cdot 0,175 = 14,175 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение  $B_K$  известно и равно  $10,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Так как  $B_K = 10,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  меньше  $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 14,175 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [1] для цепей линии 110 кВ трансформаторы тока устанавливаются для РЗА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.14)$$

где:  $S_{\text{приб}}$  – потребляемая мощность измерительных приборов.

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.15)$$

где:  $S_2$  – мощность трансформатора тока.

$$r_2 = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности:

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (5.16)$$

где:  $r_k$  – сопротивление проводов (при подключении до двух приборов величина сопротивления составляет 0,05 Ом [3]).

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (5.17)$$

где:  $\rho$  – удельное сопротивление материала используемого для провода. Для провода медного сечения  $\rho = 0,018 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$l_{\text{расч}}$  – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Так как сеть 110 кВ работает в режиме с глухозаземленной нейтралью, то для эффективной регистрации коротких замыканий трансформаторы тока необходимо устанавливать в каждую фазу. Для РУ 110 кВ примерное расстояние 100 м.

$$q = \frac{0,018 \cdot 100}{0,75} = 2,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-35х2,5 мм<sup>2</sup> [13].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

## 5.5. Выбор трансформатора напряжения

Для измерения напряжения и мощности вместе с трансформаторами тока трансформаторы напряжения подключаются к двум разным секциям шин. Также для опробования обходной системы шин устанавливается лишь один однофазный трансформатор напряжения в одну из фаз обходной системы шин.

Примем к установке в наше РУ 110 кВ элегазовый трансформатор напряжения ЗНОГ-110 предназначенный для работы в открытых распределительных устройствах в регионах с умеренным климатом [12]. Данный трансформатор напряжения является заземляемым, т.е. его первичная обмотка может заземляться, тем самым изоляция выполняется на фазное напряжение, которое в  $\sqrt{3}$  раз меньше линейного, а следовательно и дешевле.

В соответствии с [1] выбор ТН проводится по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сет.ном}};$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Для коммерческого учета электроэнергии необходим класс точности 0,5.

- вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

где:  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности. Причем для однофазный трансформаторов, соединенных в звезду следует взять суммарную мощность всех трех фаз.

Таким образом:

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot S_{T.\text{ном}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ (ВА)}.$$

Определим суммарную нагрузку на трансформатор напряжения.

Согласно [1] в цепях сборных шин 110 кВ устанавливается для обеспечения нужд РЗА. Для соединения ТН с измерительными приборами используем медный провод КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм<sup>2</sup> [13].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

## 5.6. Выбор ограничителей перенапряжения в РУ 110 кВ

Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) – это безыскровые аппараты, предназначенные для защиты как от грозových, так и от коммутационных перенапряжений. Их варисторы, разработанные на основе оксида цинка, обладают существенно большей нелинейностью, чем варисторы вентильных разрядников.

Согласно [3] в РУ в цепях трансформаторов должны быть установлены ОПН без коммутационных аппаратов между ним и защищаемым оборудованием.

ОПН в РУ 110 кВ устанавливаются перед силовым трансформатором.

Выбор ОПН согласно [18] произведем для цепей РУ 6 кВ.

1) Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН.

Наибольшее рабочее напряжение ОПН выбирается таким образом:

– наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН зависит от класса напряжения;

– наличие или отсутствие трансформаторов с разземленной нейтралью.

Так как сеть 110 кВ имеет эффективно-заземленную нейтраль, то наибольшее рабочее напряжения для класса напряжения 110 кВ составит  $U_{нро} = 80$  кВ для одной фазы.

2) Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности.

Удельная энергия – это рассеиваемая ОПН энергия, при воздействии одиночного импульса, отнесенная к длительному рабочему напряжению.

Для импульса тока пропускной способности формы 2000 мкс, отнесенной к значению  $U_{нро}$ , выбирается в зависимости от класса напряжения. Так выбранная удельная энергоемкость  $W_y = 1,5 - 2,5$  кДж/кВ.

В соответствии с этими параметрами выбираем ОПН в цепи РУ 110 кВ. Производитель в каталоге [19] предлагает ОПНп-110/680/84-10-III. Его параметры приведены в таблице 5.5.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Таблица 5.5 – Характеристики ОПНп-110/680/84-10-III

Рабочее напряжение, кВ	84
Номинальное напряжение, кВ	110
Ток пропускной способности, А	680
Удельная энергия, кДж/кВ	4
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	199
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	269

Разземление нейтрали силового трансформатора приводит к необходимости защиты изоляции нейтрали от воздействующих на нее в процессе эксплуатации грозовых (и коммутационных) перенапряжений, для чего в нейтраль устанавливаются специальные ОПН, обозначаемые ОПНН.

Основные характеристики ОПНН в этом случае определены расчетным путем и проверены опытом эксплуатации:

- Наибольшее рабочее напряжение 52 кВ;
- энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс 2.5-3.0 кДж/кВ;
- амплитуда тока пропускной способности 2000 мкс 500-600 А. [18]

В соответствии с этим выбираем ОПНп-110/680/56-10-III с параметрами в таблице 5.6. [19]

Таблица 5.6 – Характеристики ОПНп-110/680/56-10-III

Рабочее напряжение, кВ	56
Номинальное напряжение, кВ	70
Ток пропускной способности, А	680
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	144
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	179

## 6. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП 6 КВ

Для сокращения строительной площадки под РУ, а также повышения безопасности и удобства обслуживания, РУ 6 кВ будет выполнено в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

КРУ – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

### 6.1. Выбор типа КРУ

Существует большое количество разновидностей шкафов КРУ, в данном случае принимаем к установке КРУ «АБС Электро» С-410[15].

Так как в РУ 6 кВ есть как приходящие линии, так и отходящие, а также секционный выключатель и трансформаторы напряжения, следовательно, у каждого присоединения будут разные варианты исполнения.

В зависимости от типа КРУ будет отличаться следующие параметры: номинальный ток; номинальный ток отключения; тип выключателя; габаритные размеры; оборудование, устанавливаемое на выкатном элементе и т. д., которые будут зависеть от функции КРУ.

Далее необходимо каждому присоединению назначить тип КРУ:

#### 1. Ячейка силового трансформатора.

Мощность из сети через ячейку трансформатора приходит на шину, следовательно, тип будет – КРУ вводной линии.

#### 2. Ячейка нагрузки.

Мощность от шин распределяется между нагрузками завода, следовательно, тип будет – КРУ отходящей линии.

#### 3. Ячейка собственных нужд.

Так же к шинам подключена нагрузка собственных нужд, следовательно, тип будет – КРУ собственных нужд.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

4. Ячейка секционного выключателя.
5. Ячейка секционного разъединителя.
6. Ячейка трансформатора напряжения.

Для упорядочения все ячейки нумеруются (слева направо согласно рис. 2), и для каждого номера ячейки прописывается наименование оборудования, а также функция КРУ и тип. Всё вышеперечисленное сведено в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Номера ячеек РУ 6 кВ

№ Ячейки	Наименование оборудования	Функция КРУ	Тип КРУ	Оборудование, устанавливаемое на выкатной элемент
1	Измерительный трансформатор ТН-1	Измерительная	ТН	Панель с измерительными трансформаторами напряжения
2	Нагрузка п/ст №1	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
3	Нагрузка п/ст №2	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
4	Нагрузка п/ст №3	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
5	Нагрузка п/ст №4	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
6	Силовой трансформатор Т-1	Ввод	ВЛ2	Силовой вакуумный выключатель
7	Трансформатор С.Н. ТСН-1	Собственных нужд	ТС	Панель с предохранителями
8	Секционный разъединитель	Секционный разъединитель	СР1	Токоведущая перемычка
9	Секционный выключатель	Секционный выключатель	СВ1	Силовой вакуумный выключатель
10	Трансформатор С.Н. ТСН-2	Собственных нужд	ТС	Панель с предохранителями
11	Силовой трансформатор Т-2	Ввод	ВЛ2	Силовой вакуумный выключатель

Окончание таблицы 6.1.

№ Ячейки	Наименование оборудования	Функция КРУ	Тип КРУ	Оборудование, устанавливаемое на выкатной элемент
12	Нагрузка п/ст №4	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
13	Нагрузка п/ст №3	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
14	Нагрузка п/ст №2	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
15	Нагрузка п/ст №1	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
16	Измерительный трансформатор ТН-2	Измерительная	ТН	Панель с измерительными трансформаторами напряжения

В зависимости от функции и типа КРУ выбирается оборудование, устанавливаемое в КРУ.

## 6.2. Выбор выключателей КРУ

### 1. Ячейки силовых трансформаторов:

Выключатель выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.1. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 4.1 и п. 4.2 соответственно. Под данные параметры подходит вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-25/1600 У2, который может быть установлен в КРУ. Параметры выключателя ВВ/TEL-10-25/1600 У2 представлены в таблице 6.2[14].

Таблица 6.2 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10-25/1600 У2

Номинальное напряжение $U_H$ , кВ	10
Номинальный ток $I_H$ , А	1600
Номинальный ток отключения $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ , кА	25
Собственное время отключения $t_{\text{ОТКЛ}}$ , с	0,045
Полное время отключения $t_{\text{ПОЛН}}$ , с	0,055
Относительное содержание аperiodической составляющей $\beta$ , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	80
Наибольший пик тока включения $i_{\text{ВКЛ}}$ , кА	80
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	25
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{\text{ВКЛ}}$ , кА	25
Ток термической стойкости $I_{\text{ТЕРМ}}$ , кА	25
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{ТЕРМ}}$ , с	3

Согласно [1] произведем проверку выключателя по:

- по отключающей способности:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} > I_{\text{П.О}};$$

$$i_{\text{а.н}} > i_{\text{а.т}},$$

где:  $i_{\text{а.т}}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ. Определяется как:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.О}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рза}} + t_{\text{откл}}}{T_a}},$$

где:  $t_{\text{рза}}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,01 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берётся из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $T_a = 0,01$  с [1];

$t_{\text{откл}}$  – собственное время отключения выключателя (задаётся заводом изготовителем), с.



По формуле (5.3) определяется значение аperiodической составляющей тока:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,857 \cdot e^{-\frac{0,01+0,045}{0,01}} = 0,043 \text{ (кА)}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{a.H} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot \frac{\beta}{100},$$

где:  $\beta$  – относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a.H} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \frac{40}{100} = 14,14 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{ВКЛ}} > i_y,$$

где:  $i_y$  – ударное значение тока короткого замыкания.

Ударным называют максимальное мгновенное значение тока КЗ, возникающее за первый полупериод с момента возникновения КЗ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot k_y,$$

где:  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ. Данная величина берется из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $k_y=1,369$  [1].

По формуле (5.6) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,857 \cdot 1,369 = 14,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ВКЛ}} > I_{\text{П.0}}.$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{П.0}};$$

$$i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}} > i_y.$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} > B_k,$$

где:  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ.

$$B_k = I_{\text{П.0}}^2 \cdot (t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ПОЛН}} + T_a),$$

где:  $t_{\text{РЗ}}$  – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $T_a=0,01$  с.

$$B_k = 61,73 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,01) = 9,07 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 625 \cdot 0,165 = 103,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 6.3 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 6.3 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВВ/TEL-10-25/1600

	Параметры выключателя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	10	6
Номинальный ток, А	1600	1239
Номинальный ток отключения, кА	25	7,857
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Содержание аperiodической составляющей, %	40	
Аperiodическая составляющая тока, кА	14,14	0,043
Наибольший пик тока включения, кА	80	14,7
Номинальный ток включения, кА	25	7,857
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	80	14,7
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	25	7,857
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	103,1	9,07

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно, выключатель ВВ/TEL-10-25/1600 У2 прошел проверку.

## 2. Ячейки отходящих линий:

Под параметры, приведённые в п. 3.1. и п. 4.1., подходит вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2, который может быть установлен в КРУ. Параметры выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 У2 представлены в таблице 6.4[14].

Таблица 6.4 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 У2

Номинальное напряжение $U_H$ , кВ	10
Номинальный ток $I_H$ , А	1000
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ , кА	20
Собственное время отключения $t_{откл}$ , с	0,045
Полное время отключения $t_{полн}$ , с	0,055
Относительное содержание апериодической составляющей $\beta$ , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{скв}$ , кА	51
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$ , кА	51
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{скв}$ , кА	20
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$ , кА	20
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА	20
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с	3

Согласно [1] произведем проверку выключателя по:

- по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} > I_{п.0};$$

$$i_{a.n} > i_{a.т},$$

где:  $i_{a.т}$  – апериодическая составляющая тока КЗ. Определяется как:

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{t_{рза} + t_{откл}}{T_a}},$$

где:  $t_{рза}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,01 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого

замыкания. Данная величина берётся из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $T_a = 0,01$  с [1];

$t_{\text{откл}}$  – собственное время отключения выключателя (задаётся заводом изготовителем), с.

По формуле (5.3) определяется значение аperiodической составляющей тока:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,857 \cdot e^{-\frac{0,01+0,045}{0,01}} = 0,043 \text{ (кА)}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{a.H} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100},$$

где:  $\beta$  – относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a.H} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{40}{100} = 11,3 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{вкл}} > i_y,$$

где:  $i_y$  – ударное значение тока короткого замыкания.

Ударным называют максимальное мгновенное значение тока КЗ, возникающее за первый полупериод с момента возникновения КЗ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y,$$

где:  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ. Данная величина берется из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $k_y=1,369$  [1].

По формуле (5.6) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,857 \cdot 1,369 = 14,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{вкл}} > I_{\text{п.0}}.$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{п.0}};$$

$$i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > i_y.$$

– по термической стойкости:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k,$$

где:  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ.

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a),$$

где:  $t_{\text{рз}}$  – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $T_a=0,01$  с.

$$B_k = 61,73 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,01) = 9,07 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 400 \cdot 0,165 = 66 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

В таблице 6.5 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 6.5 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВВ/TEL-10-20/1000

	Параметры выключателя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	10	6
Номинальный ток, А	1000	350
Номинальный ток отключения, кА	20	7,857
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Содержание апериодической составляющей, %	40	
Апериодическая составляющая тока, кА	11,3	0,043
Наибольший пик тока включения, кА	51	14,7
Номинальный ток включения, кА	20	7,857
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	51	14,7
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	20	7,857
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	66	9,07

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно, выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2 прошел проверку.

### 3. Ячейка секционного выключателя

Ток трёхфазного короткого замыкания, который может протекать через секционный выключатель будет таким же, что и ток короткого замыкания, который будет протекать через выключатель силового трансформатора на стороне 6 кВ.

Номинальный ток, который может протекать через секционный выключатель будет такой же, что и номинальный ток, протекающий через выключатель силового трансформатора на стороне 6 кВ в режиме, когда оба силовых трансформатора в работе  $I_{ном} = 619,5$  А.

Под параметры, приведённые выше, подходит вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-25/1600, который может быть установлен в КРУ. Параметры выключателя ВВ/TEL-10-25/1600 представлены в таблице 6.6[14].

Таблица 6.6 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 У2

Номинальное напряжение $U_H$ , кВ	10
Номинальный ток $I_H$ , А	1000
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ , кА	20
Собственное время отключения $t_{откл}$ , с	0,045
Полное время отключения $t_{полн}$ , с	0,055
Относительное содержание апериодической составляющей $\beta$ , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{скв}$ , кА	51
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$ , кА	51
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{скв}$ , кА	20
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$ , кА	20
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА	20
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с	3

Согласно [1] произведем проверку выключателя по:

– по отключающей способности:

$$I_{\text{ном.откл}} > I_{\text{п.0}};$$

$$i_{\text{а.н}} > i_{\text{а.т}},$$

где:  $i_{\text{а.т}}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ. Определяется как:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рза}} + t_{\text{откл}}}{T_a}},$$

где:  $t_{\text{рза}}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,01 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берётся из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $T_a = 0,01$  с [1];

$t_{\text{откл}}$  – собственное время отключения выключателя (задаётся заводом изготовителем), с.

По формуле (5.3) определяется значение аperiodической составляющей тока:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 7,857 \cdot e^{-\frac{0,01+0,045}{0,01}} = 0,043 \text{ (кА)}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{\text{а.н}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100},$$

где:  $\beta$  – относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{\text{а.н}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{40}{100} = 11,3 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{вкл}} > i_y,$$

где:  $i_y$  – ударное значение тока короткого замыкания.

Ударным называют максимальное мгновенное значение тока КЗ, возникающее за первый полупериод с момента возникновения КЗ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y,$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

где:  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ. Данная величина берется из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $k_y=1,369$  [1].

По формуле (5.6) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,857 \cdot 1,369 = 14,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{вкл}} > I_{\text{п.о.}}$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{п.о.}};$$

$$i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > i_y.$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k,$$

где:  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ.

$$B_k = I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a),$$

где:  $t_{\text{рз}}$  – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для распределительной сети напряжением 6 кВ  $T_a=0,01$  с.

$$B_k = 61,73 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,01) = 9,07 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 400 \cdot 0,165 = 66 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 6.7 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2 прошел проверку.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



Таблица 6.7 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВВ/TEL-10-20/1000

	Параметры выключателя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	10	6
Номинальный ток, А	1000	619,5
Номинальный ток отключения, кА	20	7,857
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Содержание апериодической составляющей, %	40	
Апериодическая составляющая тока, кА	11,3	0,043
Наибольший пик тока включения, кА	51	14,7
Номинальный ток включения, кА	20	7,857
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	51	14,7
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	20	7,857
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	66	9,07

### 6.3. Выбор разъединителя

Распределительное устройство на напряжении 6 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВ/TEL-10-20/1000. Проверка разъединителей КРУ не производится.

В РУ 6 кВ последовательно с секционным выключателем ставится секционный разъединитель, у которого на выкатном элементе находится токоведущая перемычка. Токоведущая перемычка должна быть рассчитана на номинальный ток, который будет равен номинальному току, протекающему через секционный выключатель. Для типа КРУ номинальный ток главных цепей  $I_{\text{ном.секц}} = 1250 \text{ А}$ . Так как номинальный ток секционного разъединителя больше

номинального тока, который протекает по цепи секционного разъединителя  $I_{\text{ном}} = 619,5 \text{ А}$ , следовательно, тип КРУ подходит для РУ 6 кВ.

#### 6.4. Выбор трансформаторов тока

##### 1. Ячейки силовых трансформаторов:

Трансформаторы тока выбираются по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 4.1. и п. 4.2 соответственно. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛ-10М-М-4-І-2, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛ-10М-М-4-І-2 представлены в таблице 6.8 [16].

Таблица 22 – Параметры трансформатора тока ТЛ-10М-М-4-І-2

Наименование параметра		ТЛ-10М-М-4-І-2
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	Первичный	1500
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ, кА		81
Ток термической стойкости, кА		31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с		3

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_{\text{Н}} > I_{\text{max}}$$

$$U_{\text{Н}} > U_{\text{max}}$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [3].

Согласно [1] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{у}}$$

Значение ударного тока уже известно:  $i_{\text{у}} = 14,7 \text{ кА}$ .

Так как значение  $i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$ , а  $i_y = 14,7 \text{ кА}$  следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 31,5^2 \cdot 0,165 = 163,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение  $B_K$  известно и равно  $9,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Так как  $B_K = 9,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  меньше  $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 163,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [1] для цепей низкой стороны силового двухобмоточного трансформатора трансформаторы тока устанавливаются для амперметра, ваттметра, варметра, счетчики активной и реактивной энергии. Все эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [11] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где:  $S_{\text{приб}}$  – потребляемая мощность измерительных приборов.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности:

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где:  $S_2$  – мощность трансформатора тока.

$$r_2 = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k,$$

где:  $r_k$  – сопротивление проводов (при подключении до двух приборов величина сопротивления составляет 0,05 Ом [3]).

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,4 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где:  $\rho$  – удельное сопротивление материала используемого для провода. Для провода медного сечения  $\rho = 0,018 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$l_{\text{расч}}$  – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Так как сеть 6 кВ работает с изолированной нейтралью установки трансформаторов тока достаточно в двух из трех фазах. Таким образом  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ . Длина провода в линиях 6 кВ равна 4 метрам.

$$q = \frac{0,018 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,75} = 0,166 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-35х2,5 мм<sup>2</sup> [13].

## 2. Ячейки отходящих линий:

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 4.1. и п. 4.2 соответственно. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛ-10М-М-3-І-2, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛ-10М- М-3-І-2 представлены в таблице 6.9 [16].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Таблица 6.9 – Параметры трансформатора тока ТЛ-10М- М-3-І-2

Наименование параметра		ТЛ-10М- М-3-І-2
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	Первичный	300
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ, кА		81
Ток термической стойкости, кА		31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с		3

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [3].

Согласно [1] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{дин} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно:  $i_y = 14,7$  кА.

Так как значение  $i_{дин} = 81$  кА, а  $i_y = 14,7$  кА следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a);$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 31,5^2 \cdot 0,165 = 163,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение  $B_K$  известно и равно  $9,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Так как  $B_K = 9,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  меньше  $I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 163,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [1] для цепей низкой стороны силового двухобмоточного трансформатора трансформаторы тока устанавливаются для амперметра, расчетных счетчиков активной энергии для линий, принадлежащих потребителю. Все

эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [11] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где:  $S_{\text{приб}}$  – потребляемая мощность измерительных приборов.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности:

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где:  $S_2$  – мощность трансформатора тока.

$$r_2 = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности:

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k,$$

где:  $r_k$  – сопротивление проводов (при подключении до двух приборов величина сопротивления составляет 0,05 Ом [3]).

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,4 - 0,05 = 0,35 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где:  $\rho$  – удельное сопротивление материала используемого для провода. Для провода медного сечения  $\rho = 0,018 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$l_{\text{расч}}$  – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Так как сеть 6 кВ работает с

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

изолированной нейтралью установки трансформаторов тока достаточно в двух из трех фазах. Таким образом  $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$ . Длина провода в линиях 6 кВ равна 4 метрам.

$$q = \frac{0,018 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,35} = 0,356 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-35х2,5 мм<sup>2</sup> [13].

### 3. Ячейка секционного выключателя

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Максимальный рабочий ток, который сможет протекать через цепь секционного выключателя будет равен току, который протекает через силовой трансформатор в нормальном режиме. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛ-10М-М-4-1-2, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛ-10М-М-4-1-2 представлены в таблице 6.10 [16].

Таблица 6.10 – Параметры трансформатора тока ТЛ-10М-М-4-1-2

Наименование параметра		ТЛ-10М-М-4-1-2
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	Первичный	600
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ, кА		81
Ток термической стойкости, кА		31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с		3

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [3].

Согласно [1] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{\text{дин}} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно:  $i_y = 14,7$  кА.

Так как значение  $i_{\text{дин}} = 81$  кА, а  $i_y = 14,7$  кА следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 31,5^2 \cdot 0,165 = 163,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение  $B_K$  известно и равно  $9,07$  кА<sup>2</sup> · с.

Так как  $B_K = 9,07$  кА<sup>2</sup> · с меньше  $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 163,7$  кА<sup>2</sup> · с следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [1] для цепей секционного выключателя к трансформатору тока должен подключаться амперметр. Эту функцию выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [11] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где:  $S_{\text{приб}}$  – потребляемая мощность измерительных приборов.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности:

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где:  $S_2$  – мощность трансформатора тока.

$$r_2 = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности:

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k,$$

где:  $r_k$  – сопротивление проводов (при подключении до двух приборов величина сопротивления составляет 0,05 Ом [3]).

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,4 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где:  $\rho$  – удельное сопротивление материала используемого для провода. Для провода медного сечения  $\rho = 0,018 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$l_{\text{расч}}$  – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Так как сеть 6 кВ работает с изолированной нейтралью установки трансформаторов тока достаточно в двух из трех фазах. Таким образом  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ . Длина провода в линиях 6 кВ равна 4 метрам.

$$q = \frac{0,018 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,75} = 0,166 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-35х2,5 мм<sup>2</sup> [13].

#### 6.5. Выбор трансформатора напряжения

Для измерения напряжения и мощности вместе с трансформаторами тока трансформаторы напряжения подключаются к двум разным секциям шин.

Примем к установке в наше РУ 10 кВ трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 предназначенный для работы в комплектных распределительных устройствах [17].

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

В соответствии с [3] выбор ТН проводится по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сет.ном}};$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Для коммерческого учета электроэнергии необходим класс точности 0,5 [1].

- вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

где:  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности.

Для трехфазного ТН  $S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$ .

Определим суммарную нагрузку на трансформатор напряжения.

Согласно [1] в цепях сборных шин 6 кВ устанавливается вольтметр с переключением для измерения в каждой фазе и вольтметр для измерения междуфазного напряжения. Функции вольтметров, а также для измерения мощности выполняет прибор ДМК-40 [11].

Посчитаем суммарную нагрузку:

$$S_{2\Sigma} = S_V = 10 \text{ (ВА)}.$$

Потребляемая нагрузка меньше, чем мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, следовательно выбранный ТН прошел проверку.

Для соединения ТН с измерительными приборами используем медный провод КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм<sup>2</sup> [35].

## 6.6. Выбор сборных шин 6 кВ

В РУ 6 кВ для секционирования шин используются жесткие сборные шины. К этим шинам подключаются присоединения РУ в соответствии со схемой.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Согласно [1] жесткие шины выбираются по длительно допустимому току, то есть  $I_{\text{раб}} = 1239 \text{ А}$ .

По данному критерию согласно [1] подходит медная шина  $80 \times 6 \text{ мм}^2$  с допустимым длительным током  $I_{\text{доп}} = 1480 \text{ А}$ .

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости.

Согласно [1] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где:  $S_{\text{min}}$  – минимальное сечение токоведущих проводников;

$B_K$  – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 6 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

$C$  – постоянная, зависящая от материала провода. Для меди  $C = 167 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$  [1].

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{9,07}}{167} = 18,03 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше  $S_{\text{min}}$ .

$$S_{\text{пр}} = 80 \cdot 6 = 480 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Сечение данной шины больше минимально допустимого, следовательно, она проходит по термической стойкости.

Проверка на электродинамическую стойкость по [3] не требуется, поэтому произведем механический расчет однополосных жестких шин.

Определяется наибольшее усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a}, \quad (4.18)$$

где:  $l$  – расстояние между соседними изоляторами одной фазы. Ориентировочно примем 2 м;

$a$  – расстояние между соседними фазами. Согласно [9] для РУ 6 кВ 0,5 м.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

По формуле 4.19:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 14,7^2 \cdot \frac{2}{0,5} = 149,7 \text{ (Н)}.$$

Напряжение в материале шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10 \cdot W}, \quad (4.19)$$

где:  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия. Для прямоугольных шин, расположенных вертикально:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (4.20)$$

где:  $h$  – высота шины, см;

$b$  – ширина шины, см.

Подставим формулу (4.19) в (4.20). Отсюда получаем:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l \cdot 6}{10 \cdot h \cdot b^2} = \frac{149,7 \cdot 2 \cdot 6}{10 \cdot 0,8 \cdot 0,06^2} = 62,37 \text{ (МПа)}.$$

Для медных шин марки МГМ в соответствии с [9] допустимое напряжение  $\sigma_{\text{доп}} = 171,5 - 178$  Мпа, следовательно выбранные токоведущие жесткие шины подходят по механической прочности.

## 6.7. Выбор ограничителя перенапряжения 6 кВ

Выбор ОПН согласно [18] произведем для цепей РУ 6 кВ.

Для РУ 6 кВ алгоритм аналогичен тому, который был при выборе ОПН в РУ 110 кВ.

Для сети с изолированной нейтралью, в которых при возникновении замыканий на землю напряжение возрастает до линейного, наибольшее рабочее напряжение согласно [18] должно быть  $U_{\text{нро}} = 7,2$  кВ.

Удельная энергия для импульса тока пропускной способности формы 2000 мкс, отнесенной к значению  $U_{\text{нро}}$ , выбирается в зависимости от класса напряжения. Так выбранная удельная энергоемкость  $W_y = 2 - 3$  кДж/кВ.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

В соответствии с этими параметрами выбираем ОПН в цепи РУ 6 кВ. Производитель в каталоге [19] предлагает ОПНп-6/680/7,2-10-IV. Его параметры приведены в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Характеристики ОПНп-6/680/7,2-10-IV

Рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальное напряжение, кВ	6
Ток пропускной способности, А	680
Удельная энергия, кДж/кВ	4
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	17,6
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	23

## 7. НАЗНАЧЕНИЕ УСТРОЙСТВ РЗА

### 7.1. Кабельные линии 6 кВ

Согласно [3, п.3.2.91] для КЛ 6 кВ предусматриваются устройства релейной защиты от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Защита от КЗ применяется подключением к двум фазам и включается в одинаковые фазы сети одного класса напряжения, чтобы обеспечить отключение в большинстве случаев двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

Современные УРЗА имеют три и более ступеней токовой защиты и выполняются трехрелейными. Для защиты применим трехступенчатую токовую защиту:

1. токовая отсечка (ТО);
2. ТО с выдержкой времени;
3. максимальная токовая защита.

Чтобы уменьшить время отключения КЗ в начале линии, установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от однофазных замыканий на землю [3, п. 3.2.96] применяется:

1. селективная защита с действием на сигнал;
2. селективная защита с действием на отключение, если необходимо по требованиям безопасности;
3. устройства контроля изоляции (УКИ); поиск повреждённого присоединения осуществляется специальным устройством.

При изолированном режиме работы нейтрали устанавливается токовая защита и защита от ОЗЗ. По пункту [22, п. 9.14.4] устанавливается дуговая защита и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

## 7.2. Вводной выключатель 6 кВ

По НТП ПС по пункту 9.14.1 [22] на вводных выключателях РУ необходимо предусматривать:

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению (при недостаточной чувствительности);
- УРОВ;
- ЗМН;
- ЗДЗ.

Так как трансформатор на подстанции имеет мощность более 6,3 МВА, на нем устанавливается ДЗТ, следовательно, в КРУ вводного выключателя устанавливаются 3 ТТ. В этом случае МТЗ выполняется трехфазной трехрелейной.

Для удешевления терминалов РЗА ВВ контроль напряжения для реализации МТЗ с пуском по напряжению и ЗМН осуществляется терминалами, установленными в ячейках ТН.

## 7.3. Секционный выключатель 6 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.129 [3] на секционном выключателе 3...35 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

В соответствии с пунктом 3.3.30 [3] на СВ устанавливается АВР. Даже если СВ в нормальном режиме нормально включен на нем должно быть предусмотрено АВР.

В соответствии с пунктом 9.14.2 [22] на СВ необходимо предусматривать:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АВР.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

#### 7.4. Сборные шины 6 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.126 [3] специальные устройства релейной защиты для шин 6...10 кВ понижающих подстанций, не следует предусматривать.

В соответствии с пунктом 9.10.1 [22] так как шины 6...10 кВ ГПП и РУ цеха размещены в КРУ, устройства АПВ не предусматриваются.

Согласно пункту 3.3.79 [3] необходимо устройство АЧР, подключающееся к шинам ГПП, и по пункту 3.3.81 [3] устройства ЧАПВ.

Согласно пункту 9.14.3 [22] на каждой секции шин 6 кВ должна быть предусмотрена:

- логическая защита шин (ЛЗШ);
- ЗДЗ;
- УКИ.

#### 7.5. Силовой трансформатор ТДН-10000/110/6

Согласно пункту 3.2.51 [3] для двухобмоточных трансформаторов мощностью свыше 6,3 МВА напряжением стороны ВН 110 кВ необходимо предусмотреть защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах ВН;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

В соответствии с пунктом 3.2.53 [3] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64



Так как все современные мощные трансформаторы напряжением 110 кВ оснащены устройством РПН, то для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле.

В соответствии с пунктом 3.2.54 [3] на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, действующая на отключение всех выключателей трансформатора.

В соответствии с пунктом 3.2.55 [3] ДЗТ должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса. ДЗТ должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

В соответствии с пунктом 3.2.59 [3] на понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ предусматривается МТЗ с комбинированным пуском напряжения.

В соответствии с пунктом 3.2.60 [3] МТЗ от внешних многофазных КЗ на двухобмоточных трансформаторах следует устанавливать со стороны основного питания.

В соответствии с пунктом 3.2.63 [3] при необходимости резервирования отключения замыканий на землю на смежных элементах на трансформаторах должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от внешних замыканий на землю подсоединенная со стороны заземленной обмотки.

В соответствии с пунктом 3.3.61 [3] трансформаторы с РПН должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Согласно пункту 3.2.18 [3] на выключателях 110 кВ и выше необходимо УРОВ.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Рассмотрим НТППС к РЗА трансформаторов с обмоткой ВН 110 кВ.

В соответствии с пунктом 9.7.1 [22] на трансформаторе необходимо установить:

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

В соответствии с пунктом 9.7.2 [22] газовые (струйные) реле должны действовать через терминал ДЗТ и через терминал резервной защиты стороны ВН.

В соответствии с пунктом 9.7.3 [22] резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

#### 7.6. Воздушные линии 110 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.106 [3] для линий в сетях 110..220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от однофазных КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.107 [3] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

В соответствии с пунктом 3.2.108 [3] для сетей 110...220 кВ необходимость применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии определяется с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы.

В соответствии с пунктом 3.2.110 [3] На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП). Защита должна быть установлена только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В соответствии с пунктом 3.3.2 [3] должно предусматриваться АПВ ВЛ напряжением выше 1 кВ.

В соответствии с пунктом 3.3.6 [3] на одиночных ВЛ с односторонним питанием применяются АПВ двукратного действия.

В соответствии с пунктом 3.3.9 [3] на ВЛ с односторонним питанием устанавливаются устройства АПВ без проверки синхронизма.

В соответствии с пунктом 9.9.6 [4] на линиях 110...220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую от многофазных КЗ;
- токовую направленную/ненаправленную защиту отКЗ на землю.

В соответствии с пунктом 9.9.7 [22] защиты должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если их повреждение может привести к ложному отключению.

В соответствии с пунктом 9.10 [22] на ВЛ должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ). На ВЛ с односторонним питанием с двукратным действием. На линиях с односторонним питанием пуск АПВ осуществляется без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ).

В соответствии с пунктом 9.11 [22] на каждом выключателе напряжением свыше 110 кВ должно предусматриваться УРОВ с пуском от защит присоединений. УРОВ должно быть реализовано ступенчатым действием:

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

## 8. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЕ УСТРОЙСТВ РЗА

### 8.1. Выбор типоразмера УРЗА КЛ 6 кВ к РП, отходящих от шин НН

Согласно [3] при выборе изготовителей устройств РЗА приоритет следует отдавать компаниям, владеющим производственными мощностями на территории России, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах электросетевого комплекса.

В качестве фирмы-изготовителя УРЗА выбираем ОАО НПП «ЭКРА».

Перечислим функции типа терминала для РЗА линий БЭ2502А01[25]:

-трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений;

-защита от ОЗЗ (направленная);

-ЗДЗ;

-УРОВ;

-ЗНР;

-ЗМН;

-АЧР с ЧАПВ.

Все требуемые виды защит для КЛ выполняет данный терминал.

Для терминала БЭ2502А01 доступно 12 типоразмеров, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1.

Фирма ООО НПП «ЭКРА» поставляет терминалы с фиксированными функциями входов/выходов. Достаточно использовать 2 блока, т.е. 24 каналов входа/16 выходов.

Устройство РЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»

Окончательно выбираем типоразмер БЭ20502А0103-27Е2 УХЛЗ.

## 8.2. Выбор типоразмера устройства РЗА вводного выключателя 6 кВ

Выберем терминал РЗА рабочего ввода НН ГПП производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03[25].

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЗНР;
- ЗМН;
- УРОВ;
- АПВ;
- АУВ.

Все требуемые виды защит для выключателя выполняет данный терминал.

Для терминала рабочего ввода БЭ2502А03 доступны всего три типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

### 8.3. Выбор типоразмера устройства РЗА секционного выключателя 6 кВ

Выберем терминал РЗА СВ НН производства ООО НПП «ЭКРА». Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А02[25].

Терминалы типа БЭ2502А02 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ;
- АВР;
- ЗНР.

Все требуемые виды защит для выключателя выполняет данный терминал.

Для терминала БЭ2502А02 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0201-2702 УХЛЗ.

### 8.4. Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции 6 кВ ПС

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

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

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

Выберем терминал РЗА производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ячейки ТН поставляются терминалы типа БЭ2502А04.

Для терминала БЭ2502А0402 [25] доступны всего два типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0402-00Е2 УХЛ3.

Терминал оснащен такими функциями, как:

- трехступенчатая ЗМН;
- ЗПН;
- защита от ОЗЗ;
- АВР;
- контроль исправности ТН;
- АЧР.

Также данная фирма ООО НПП «ЭКРА» выпускает отдельный терминал АЧР серии БЭ2502А1102. Для данного терминала доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А1102-27Е2 УХЛ3.1.

#### 8.5. Выбор типоразмера устройства РЗА силового трансформатора ТДН-10000/110/6

Выберем шкаф РЗА для двухобмоточных трансформаторов с двумя выключателями на стороне ВН от ООО НПП «ЭКРА».

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

Шкаф типа ШЭ2607 153 предназначен для защиты трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Шкаф типа ШЭ2607 153 [30] состоит из двух комплектов.

Комплект 1 реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);

- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);

- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);

- реле минимального напряжения стороны НН реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению;

- реле максимального напряжения стороны НН реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению;

- защиту от перегрузки (ЗП);

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле минимального напряжения стороны НН реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

- УРОВ выключателя ВН;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть комплекта 1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 048 и электромеханических реле.

Комплект 2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении  $3U_0$ ;
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект 2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

В таблице 8.1 приведены требуемые функции комплекта основных защит трансформатора 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [24] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 153 данные функции.

Для шкафа ШЭ 2607 153 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 153- 27Е2 УХЛ4.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

Таблица 8.1- Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 153.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
ДЗ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика отключения выключателей и пуска УРОВ	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты РПН	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

#### 8.6. Выбор устройства РЗА на выключатель 110 кВ

Для АУВ каждого из двух выключателей ВН выбираем шкаф ШЭ 2607 019 [31]. Шкаф ШЭ2607 019 выполнен на базе терминала БЭ2704 V019 и содержит один комплект, реализующий функции ЗНФР и ЗНФ, АУВ, АПВ и УРОВ.

Функция АУВ содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);

- узел включения выключателя;
- узел фиксации несоответствия;
- устройство АПВ;
- узел фиксации положения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- узел контроля исправности цепей ЭМ управления;
- защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока.

Внутри шкафа установлен терминал БЭ2704V019.

Для шкафа ШЭ 2607 019 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1А и 5А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 019-27Е2УХЛ4.

В качестве реле газовой защиты трансформатора и струйной защиты отсека РПН выбираем современные реле отечественного производства РГТ–80 и РСТ–25.

#### 8.7. Выбор типоразмера устройства РЗА ВЛ 110 кВ.

Выберем типоразмер для ВЛ с односторонним питанием 110 кВ подсоединенная к РУ двумя выключателями от ООО НПП «ЭКРА».

В соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС» в состав защит терминала основной защиты кроме собственно ДЗЛ, должен входить и комплект резервных защит линии: ДЗ и ТНЗНП. Для ВЛ с двумя выключателями, ЭКРА выпускает шкафы типа ШЭ2607 091 [31].

Шкаф ШЭ2607 091 содержит один комплект, реализующий функции:

Для шкафа ШЭ 2607 091 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 091- 27Е2 УХЛ4.

Внутри шкафа установлен терминал типа БЭ2704V091, реализующий функции:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

- ДЗЛ;
- комплекта ступенчатых защит;
- токовой отсечки (ТО).
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- ДЗЛ содержит три независимых дифференциальных реле тока (фазы А, фазы В, фазы С) с торможением.

В комплект ступенчатых защит входят:

- трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и одна ступень от однофазных КЗ на землю с блокировкой при качаниях (БК);
- шкаф имеет два независимых канала связи, позволяющих реализовать их полное дублирование или дифференциальную защиту трехконцевой линии.
- автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ);
- четырёхступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) с реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП).

В качестве резервной защиты ВЛ выбирается шкаф ШЭ2607 021. Шкаф типа ШЭ2607 021 содержит один комплект, содержащий:

- четырёхступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);
- трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ);
- УРОВ;
- трехфазная токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- ЗНФР.

Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 (А2) реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 V021.

Для шкафа ШЭ 2607 021 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 021- 27Е2 УХЛ4.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

## 9. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

### 9.1. Трансформатор ТДН-10000/110/6

На стороне 110 кВ могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ.

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

Обычно на ВЛ и шинах 110 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 110 кВ и выше устанавливается УРОВ.

#### 1) Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТДН-10000/110.

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

Если защищаемый трансформатор со стороны ВН подключен через два выключателя, то первичный номинальный ток ТТ стороны ВН определяется по максимальному рабочему току выключателя, рассчитанному по максимальной тупиковой мощности ПС формула (1.2).

$$I_{\text{раб.макс.в.вн}} = 71,12 \text{ (А)}.$$

Определим в о.е.  $I_{\text{с.р.мин}}$  приняв за базовый ток  $I_{\text{ном.вн}}$ , по первому условию:

$$I_{\text{с.р.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (9.1)$$

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

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

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$I_{\text{нб.расч}} = (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{нач.торм}}, \quad (9.2)$$

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

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

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1;

$\Delta U$  – относительная погрешность, обусловленная РПН;

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

$I_{\text{нач.торм}}$  – расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям, принимаем 0,6 о.е., т.к. трансформатор не нагружен.

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

Максимальное значение трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН составляет 14,83 кА. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{\text{кз.макс}} = I_{\text{кз.макс.кз1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ном.вн}}} = 1483 \cdot \frac{6,3}{115} \cdot \frac{1}{71,12} = 1,142 \text{ (о.е.)}.$$

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

$$I_{\text{с.р.макс}} = k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{кз.макс}}, \quad (9.3)$$

где:  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки принят равный 1,1.

$$I_{\text{с.р.макс}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 1,142 = 0,477 \text{ (о.е.)}.$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_{\text{т}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{с.р.мин}}}{I_{\text{кз.макс}} - I_{\text{нач.торм}}} = \frac{0,477 - 0,296}{1,142 - 0,6} = \frac{0,181}{0,542} = 0,334.$$

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

Ток торможения блокировки:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 0,99 \text{ (о.е.)}, \quad (9.4)$$

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

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

$$I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном.вн}}}{I_{\text{втор}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{71,12}{1,34 \cdot 75/5} = 3,54 (\text{о. е.}).$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки:

$$I_{\text{отс}} \geq 6,5 \text{ о. е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{\text{кз.макс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}}) \quad (9.5)$$

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

По формуле (7.5):

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot 1,142 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 0,822 (\text{о. е.}).$$

Коэффициент торможения равен:

$$k_{\text{T}} = \frac{I_{\text{с.р.макс}} - I_{\text{с.р.мин}}}{I_{\text{кз.макс}} - I_{\text{нач.торм}}} = \frac{0,477 - 0,296}{1,142 - 0,6} = \frac{0,181}{0,542} = 0,334.$$

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 7,742 кА. Приведем значение КЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{\text{кз.т}} = I_{\text{кз.мин.кз1}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}}{I_{\text{ном.вн}}} = 7742 \cdot \frac{6,6}{115} \cdot \frac{1}{71,12} = 6,25 (\text{о. е.}).$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.т}}}{I_{\text{с.р.мин}}} = \frac{6,25}{0,296} = 21,11 \geq 2.$$

## 2) Максимальная токовая защита силового трансформатора ТДН-10000/110

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

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (9.6)$$

где:  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, по [23] принимаем равным 1,2;

$k_{в}$  – коэффициент возврата, по [23] равен 0,9;

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

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{13550}{\sqrt{3} \cdot 110} = 71,12 \text{ (А)};$$

$k_{зап}$  – коэффициент самозапуска, равный 1,7 для цеховой нагрузки:

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,7}{0,9} \cdot 71,12 = 161,2 \text{ (А)}.$$

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

$$I_{с.з1} = k_{отс} \cdot I_{с.з} = 1,1 \cdot 161,2 = 177,32 \text{ (А)}.$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з1}}{n_{т}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{177,32 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 11,8 \text{ (А)}.$$

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

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ на выводах НН трансформатора.

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.ВН}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{0,87 \cdot 5164}{177,32} \cdot 1 = 25,34 \geq 1,5.$$

## 3) Выбор выдержки времени МТЗ силового трансформатора

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

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



$$t_{с.в.} = t_{МТЗ.КЛ} + \Delta t = 1,8 + \Delta t.$$

$$\Delta t = t_{откл.кЛ} + t_{погреш.св} + t_{погреш.кЛ} + t_{возв.МТЗ.св} + t_{зап}, \quad (9.7)$$

где:  $t_{откл.с.в}$  – время отключения ВВ, по данным [9] составляет 0,06 с;

$t_{погреш.с.в}$  и  $t_{погреш.кЛ}$  – погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ составляет 0,02 с;

$t_{возв.МТЗ.т}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора составляет 0,03 с;

$t_{зап}$  – время запаса примем 0,1 с.

По формуле (9.7):

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ (с)}$$

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

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

$$\Delta t = t_{откл.св} + t_{погреш.в.в} + t_{погреш.с.в} + t_{возв.МТЗ.в.в} + t_{зап}, \quad (9.8)$$

где:  $t_{откл.св}$  – время отключения ВВ, по данным [9] составляет 0,06 с;

$t_{погреш.в.в}$  и  $t_{погреш.с.в}$  – погрешность выдержки времени МТЗ ВВ и СВ составляет 0,02 с;

$t_{возв.МТЗ.в.в}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

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

$$t_{МТЗ.тр} = t_{в.в.} + \Delta t = 2,26 + \Delta t;$$

где:  $\Delta t$  – ступень селективности, может быть принята при малых выдержках времени равной 0,4 с.

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

#### 4) Защита от перегрузки силового трансформатора ТДН-10000/110

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн} = \frac{I_{ном.вн} \cdot k_{отс}}{k_{в}} = \frac{71,12 \cdot 1,05}{0,9} = 82,97 \text{ (А)},$$

где:  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,05 по [23];

$k_{в}$  – коэффициент возврата по [23] равен 0,9;

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

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.ВН2}} = \frac{I_{\text{зп.ВН}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{82,97 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 5,531 \text{ (A)}.$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} = \frac{1239 \cdot 1,05}{0,9} = 1445 \text{ (A)}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.НН2}} = \frac{I_{\text{зп.НН}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1445 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 4,82 \text{ (A)}.$$

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

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

5) УРОВ трансформатора ТДН-10000/110

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [23].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{T,НОМ}} = 0,05 \cdot 71,12 = 3,556 \text{ (A)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{3,556 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 0,237 \text{ (A)}.$$

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

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,055 + 0,03 + 0,1 = 0,185 \text{ (с)}.$$

Время возврата УРОВ  $t_{\text{в.уров}}$  и погрешность таймера УРОВ  $t_{\text{зап}}$  взяты из [23].

## 9.2. Воздушная линия 110 кВ

### 1) Токовая отсечка воздушной линии 110 кВ

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

$$I_{с.о.} = I_{кз.}^{(3)} \cdot k_H = 7,742 \cdot 1,2 = 9,29 \text{ (кА)},$$

где:  $k_H$  – коэффициент надежности по каталогу [25] равен 1,2.

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин.нач}^{(3)}}{I_{с.о.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{10,42}{9,29} \cdot 1 = 1,12 < 1,5.$$

### 2) УРОВ воздушной линии 110 кВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [23]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{вл.ном} = 0,05 \cdot \frac{S_{вл.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (9.9)$$

Применим формулу (9.9):

$$I_{уров} = 0,05 \cdot \frac{13,55}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3,55 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ.

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_t} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{3,55 \cdot 5}{75} \cdot 1 = 0,237.$$

Хотя токовые уставки шкафа настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.ном.тт}$  равного 5 А:

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{0,237}{5} = 0,047.$$

Диапазон тока срабатывания  $(0,04-0,4) \cdot I_{ном}$ , данная уставка входит в диапазон.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.т} + t_{в.уров} + t_{зап} = 0,055 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Время возврата УРОВ  $t_{в.уров}$  и погрешность таймера УРОВ  $t_{п.уров}$  взяты из [23].

### 3) АПВ воздушной линии 110 кВ

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

$$t_{апв} \geq k_{отс} \cdot (t_d + t_{р.з.п} + k_p \cdot \Delta t_{р.з.п} + 1,1 \cdot t_{о.в.п} - t_{р.з.с} - 0,9 \cdot t_{в.в.с} + k_p \cdot \Delta t_{р.с}), \quad (9.10)$$

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

$t_d$  – время деионизации в соответствии с [3] равно 0,2 с;

$\Delta t_{р.з.п}$  – разброс выдержек времени релейной защиты противоположного конца линии;

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

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

С учетом этого по формуле (9.10):

$$t_{апв} \geq 1 \cdot (0,2 + 0,3 + 1 \cdot 0,3 + 1,1 \cdot 0,05 - 0,3 - 0,9 \cdot 0,055 + 1 \cdot 0,2) = 0,505.$$

### 9.3. Выключатель КРУ кабельных линий 6 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП.

Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А01, производство ООО НПП «ЭКРА». Схема кабельной линии п/ст№1 и расчет тока трехфазного КЗ для максимального и минимального режимов представлены на рисунках 9.1 и 9.2 соответственно.

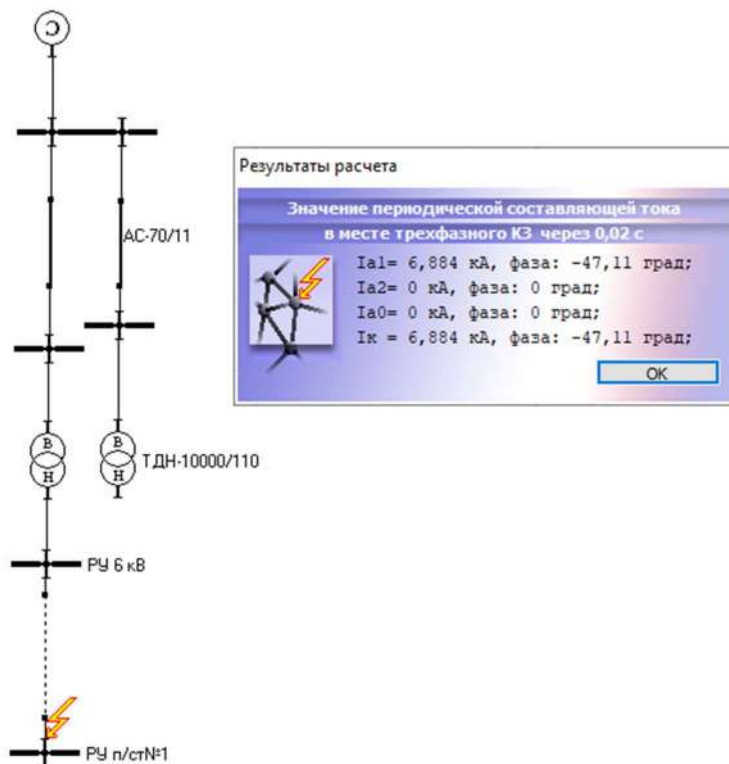


Рисунок 9.1 – КЛ, питающая ТП в максимальном режиме

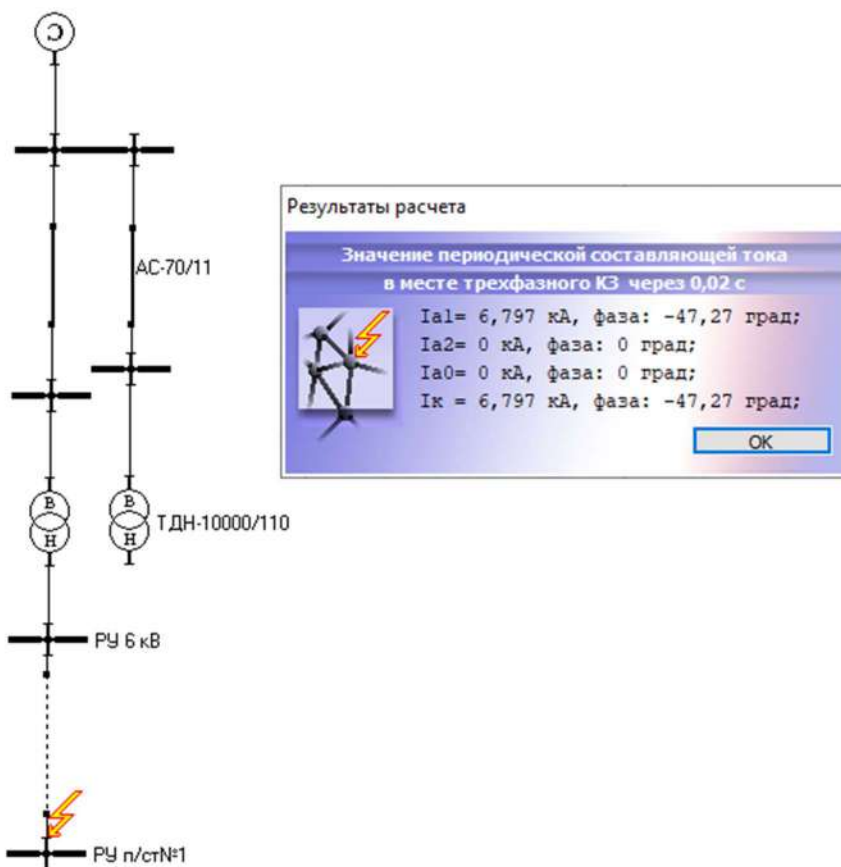


Рисунок 9.2 – КЛ, питающая ТП в минимальном режиме

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

85

В максимальном режиме ток КЗ рассчитан для  $S_{КЗ} = 2000$  МВА. В минимальном режиме –  $S_{КЗ} = 1500$  МВА.

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [25]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 6...35 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствует на сайте ОАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [23].

1) Токовая отсечка КЛ

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

$$I_{с.о.1} \geq k_H \cdot I_{кз.макс}^{(3)}, \quad (9.11)$$

где:  $k_H$  – коэффициент надежности по [23] принимаем равным 1,1.

Подставляем в формулу (9.11):

$$I_{с.о.1} = 1,1 \cdot 6,884 = 7,57 \text{ (кА)}.$$

Рассмотрим расчет тока срабатывания отсечки по второму условию, отстройке от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов. Так как в работе не выбирались трансформаторы 6/0,4 кВ примем для дальнейших расчетов, что на каждую кабельную линию есть по два трансформатора, через каждый из которых протекает ток 1/8 от номинального тока потребления цеха. Таким образом:

$$I_{с.о.2} \geq k_H \cdot \sum I_{Т.НОМ} = 5 \cdot (8 \cdot 155) = 6200 \text{ (А)},$$

где:  $k_H$  – коэффициент надежности, учитывающий БТН, для быстродействующих устройств РЗ (время срабатывания менее 100 мс) принимается 5.

В руководстве по эксплуатации терминала БЭ2502А01 [25] написано, что с целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой ступени предусмотрен режим работы с заглублением уставки.

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.о.1}}{2} = \frac{7,57}{2} = 3,785 \text{ (кА)}.$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{с.з.2}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6797}{3,785} \cdot 1 = 1,555 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности зоны резервирования  $>1,5$ , то токовая отсечка является основной защитой линии.

## 2) Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

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

$$I_{с.з.1} \geq \frac{k_n \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (9.12)$$

где:  $k_n$  – коэффициент надежности, по [23] принимаем равным 1,2;

$k_B$  – коэффициент возврата, по [РЭ А01] равен 0,94.

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{раб.макс} = \sum I_{Т.НОМ} = 8 \cdot 155 = 1240 \text{ (А)}.$$

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 1240 = 2532 \text{ (А)}.$$

По второму условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с током срабатывания МТЗ ТП:

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot I_{МТЗ.Т} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (9.13)$$

где:  $k_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, по [16] принимается равным 1,1;

Считаем ток срабатывания по формуле (9.13):

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1347,1 \text{ (А)}.$$

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим по двум условиям, т.е. 2532 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН}^{(3)}}{I_{с.з.1}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6797}{2532} \cdot 1 = 2,335 \geq 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. По исходным данным кабельные линии питают распределительные устройства с максимальной

					П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 была определена выше и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в конце кабельной линии:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ (с)}.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в конце линии:

$$K_{\text{КЗ2}} = \frac{I_{\text{КЗ.макс}}^{(3)}}{I_{\text{с.з1}}} = \frac{6884}{2532} = 2,72.$$

Практически любое МП устройство РЗА оснащено набором типовых обратозависимых кривых стандарта МЭК 60255-3:

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

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

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов. Для чрезвычайно инверсной характеристики терминала БЭ2502А01:

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_0}\right)^\alpha - 1}, \quad (9.14)$$

где:  $t$  – время срабатывания;

$I$  – сходящий ток;

$I_0$  – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой не срабатывает;

$\beta$  и  $\alpha$  – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно равные 80,00 и 2,00;

$k$  - уставка МТЗ по времени.

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

					П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88



$$k = \frac{t \cdot ((K_{кз2})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot ((2,72)^2 - 1)}{80} = 0,144 \text{ (с)}.$$

Доступный диапазон 0,1...20 с по [25].

Выдержка времени МТЗ кабельной линии при максимальном токе КЗ в начале линии:

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 80}{\left(\frac{I_{кз.макс}^{(3)}}{I_6}\right)^2 - 1} = \frac{0,144 \cdot 80}{\left(\frac{6884}{2532}\right)^2 - 1} = 1,8 \text{ с}.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{2532 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 42,2 \text{ (А)}.$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.ном.ТТ}$  равного 5 А:

$$I_{МТЗ2.о.е} = \frac{I_{МТЗ2}}{I_{2.ном.ТТ}} = \frac{42,2}{5} = 8,44.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон  $(0,2...40) \cdot I_{ном}$ , А по каталогу [23].

### 3) УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [23]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{кл.ном} = 0,05 \cdot \frac{S_{кл.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,05 \cdot \frac{13550}{\sqrt{3} \cdot 6} = 65,19 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{65,19 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 0,217 \text{ (А)}.$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.ном.ТТ}$  равного 5 А:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{0,217}{5} = 0,043.$$

Минимально возможная уставка о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания  $0,07 \cdot 5 = 0,35$  А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,055 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,21 \text{ (с)}.$$

Время возврата УРОВ  $t_{\text{в.уров}}$  и погрешность таймера УРОВ  $t_{\text{п.уров}}$  взяты из [23].

По рекомендациям [23] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

## 10. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОПРИВОДА РОЛЬГАНГА ТРУБООТРЕЗНОГО СТАНКА

### 10.1. Исходные данные

Описание рабочей машины представлено на рисунке 10.1.

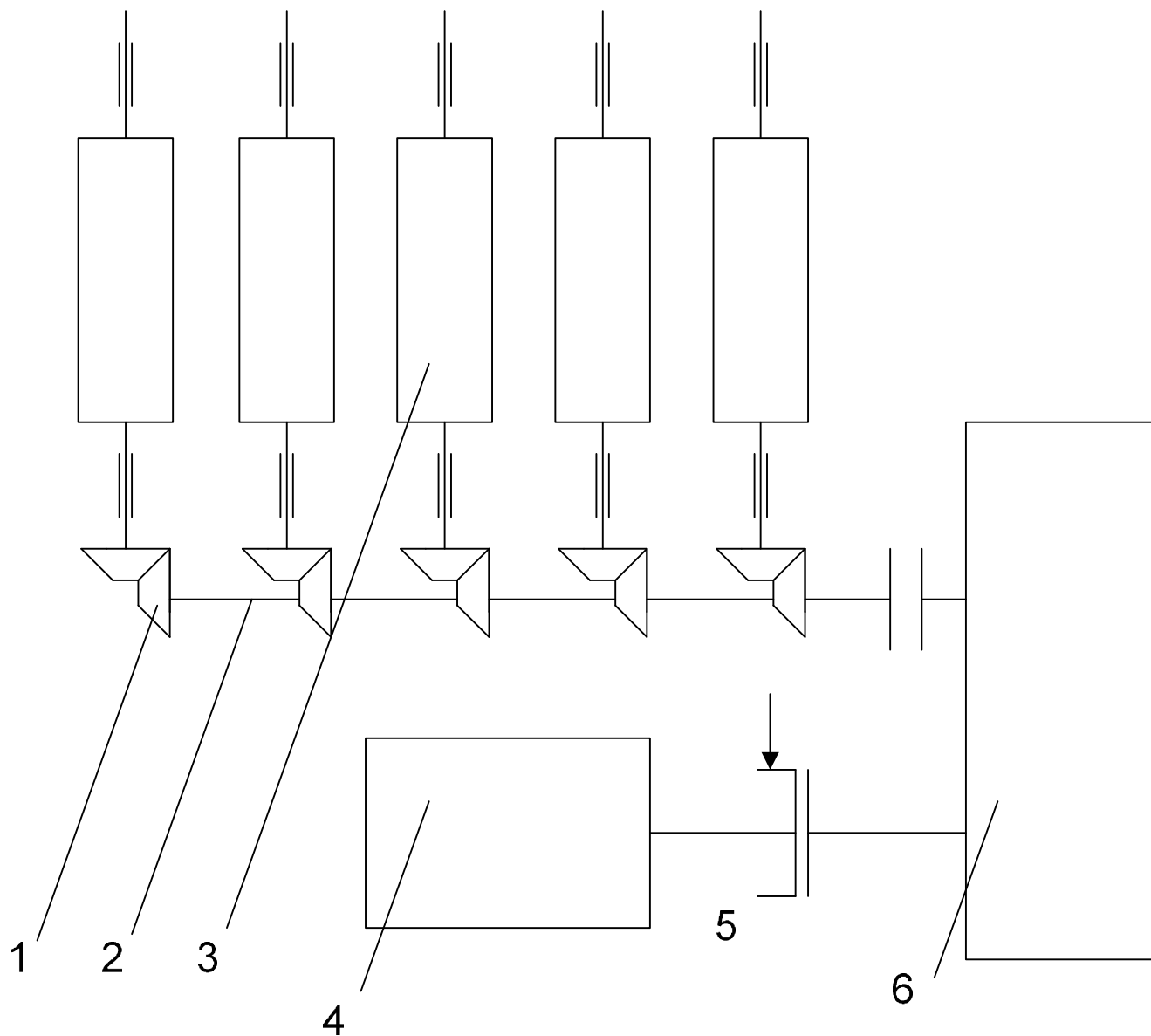


Рисунок 10.1 – Кинематическая схема рольганга:

- 1 – коническая шестерня; 2 – продольный вал; 3 – ролик;  
4 – электродвигатель; 5 – тормозной шкив; 6 – редуктор

Рольганг перед пилой предназначен для перемещения трубы и остановки её в заданной точке для пореза. Труба длиной  $L$  подается на рольганг транспортером. Труба перемещается на длину  $L/2$  с рабочей скоростью  $V_p$  и останавливается. Рез

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

91

заготовки проводится при неподвижном рольганге. Отрезанная часть снимается выбрасывателем при неподвижном рольганге. После этого рольганг запускается вторично и перемещается оставшуюся часть трубы за пилу на повышенной скорости  $V_B$ , откуда она снимается с рольганга. Затем цикл повторяется. Двигатель – асинхронный. Система управления электропривода – Преобразователь частоты.

Технологические параметры механизма приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Технологические параметры электропривода

Обозначение	Наименование показателя	Размерность	Величина
$m_3$	Масса трубы	т	8
$m_P$	Масса ролика	т	1
$J_P$	Момент инерции ролика	кгм <sup>2</sup>	16
$D$	Диаметр ролика	м	0,4
$N$	Число роликов	-	18
$V_P$	Скорость рабочего хода	м/с	0,4
$t_P$	Время работы	с	35
$z$	Число циклов	1/ч	70
$L$	Длина заготовки	м	20
$a_d$	Допустимое ускорение	м/с <sup>2</sup>	1
$d_{CT}$	Диаметр шейки ролика	м	0,1
$\mu_{п}$	Коэффициент трения скольжения	–	0,015
$J_{ш}$	Момент инерции тормозного шкива	кгм <sup>2</sup>	0,4
$V_B$	Повышенная скорость	м/с <sup>2</sup>	0,48
$V_{п}$	Пониженная скорость	м/с <sup>2</sup>	0,08
$C_K$	Крутильная жесткость	МН·м/рад	50
$J_B$	Момент инерции продольного вала	кгм <sup>2</sup>	5
$f$	Коэффициент трения качения	мм	5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

92

## 10.2. Предварительный расчет мощности двигателя

Время пуска  $t_{\pi}$  до заданной скорости движения рольганга при рабочем ходе:

$$t_{\pi} = t_m = \frac{V_p}{a_d}; \quad (10.1)$$

где:  $V_p$  – заданная скорость движения, м/с;

$a_d$  – допустимое ускорение, м/с<sup>2</sup>.

При движении рольганга к месту остановки для реза, время пуска и торможения:

$$t_{\pi 1} = t_{m 1} = \frac{V_p}{a_d} = \frac{0,4}{1} = 0,4 \text{ (с)}.$$

При движении рольганга на повышенной скорости к месту снятия оставшейся части заготовки, время пуска и торможения:

$$t_{\pi 2} = t_{m 2} = \frac{V_B}{a_d} = \frac{0,48}{1} = 0,48 \text{ (с)}.$$

Путь, проходимый рабочей машиной за время пуска и торможения:

$$L_{\pi} = L_m = \frac{V_p^2}{2 \cdot a_d}. \quad (10.2)$$

Путь, пройденный за время пуска, при движении заготовки на рольганге до места реза:

$$L_{\pi 1} = L_{m 1} = \frac{V_p^2}{2 \cdot a_d} = \frac{0,4^2}{2 \cdot 1} = 0,08 \text{ (м)}.$$

Путь, пройденный за время пуска и торможения при движении оставшейся части трубы на рольганге до места снятия её выбрасывателем:

$$L_{\pi 2} = L_{m 2} = \frac{V_B^2}{2 \cdot a_d} = \frac{0,48^2}{2 \cdot 1} = 0,115 \text{ (м)}.$$

Время установившегося режима движения:

$$t_y = \frac{L - (L_{\pi} + L_m)}{v}. \quad (10.3)$$

Время установившегося режима при движении заготовки на рольганге к месту реза:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

$$t_{y1} = \frac{\frac{L}{2} - (L_{п1} + L_{m1})}{V_P} = \frac{10 - (0,08 + 0,08)}{0,4} = 24,6 \text{ (с)}.$$

Время установившегося режима при движении оставшейся части заготовки на рольганге к месту снятия:

$$t_{y2} = \frac{\frac{L}{2} - (L_{п2} + L_{m2})}{V_B} = \frac{10 - (0,115 + 0,115)}{0,48} = 20,353 \text{ (с)}.$$

Суммарное время работы механизма:

$$t_{\Sigma} = t_{п1} + t_{y1} + t_{m1} + t_{п2} + t_{y2} + t_{m2} = 46,713 \text{ (с)}.$$

В связи с расчетами обеспечить заданное время работы механизма невозможно, следовательно, примем время работы  $t_P = 50$  с.

Рассчитаем статические моменты рабочей машины.

Момент сил трения в подшипниках:

$$M_{ТП} = \frac{m_1 \cdot d_{ст} \cdot \mu_{П} \cdot g}{2}; \quad (10.4)$$

где:  $m_1$  – масса деталей и узлов, опирающихся на подшипники, кг;

$d_{ст}$  – диаметр шейки вала или оси, м;

$\mu_{П}$  – коэффициент трения скольжения в подшипниках;

$g = 9,81 \frac{м}{с^2}$  – ускорение силы тяжести.

Момент сил трения в подшипниках при движении рольганга с трубой:

$$M_{ТП1} = N \frac{(m_3 + m_P) \cdot d_{ст} \cdot \mu_{П} \cdot g}{2} = 18 \frac{(8000 + 1000) \cdot 0,1 \cdot 0,015 \cdot 9,81}{2} = 1191 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При движении оставшейся части трубы:

$$M_{ТП2} = N \frac{(\frac{m_3}{2} + m_P) \cdot d_{ст} \cdot \mu_{П} \cdot g}{2} = 18 \frac{(4000 + 1000) \cdot 0,1 \cdot 0,015 \cdot 9,81}{2} = 661,5 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Момент сил трения качения при движении рольганга с трубой:

$$M_{ТК} = m_3 \cdot f \cdot g = 8000 \cdot 0,005 \cdot 9,81 = 392 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При движении рольганга с половиной трубы:

$$M_{ТК2} = \frac{m_3}{2} \cdot f \cdot g = \frac{8000}{2} \cdot 0,005 \cdot 9,81 = 196 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Момент буксования при начале движения после реза из состояния покоя:

$$M_B = \frac{\frac{m_3}{2} \cdot \mu_B \cdot g \cdot D}{2} = \frac{4000 \cdot 1,3 \cdot 9,81 \cdot 0,4}{2} = 10190 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Суммарный статический момент рабочего органа

Статический момент при движении рольганга с трубой:

$$M_{\text{рост1}} = M_{\text{ТП1}} + M_{\text{ТК1}} = 1583 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При движении рольганга с оставшейся частью трубы:

$$M_{\text{рост2}} = M_{\text{ТП2}} + M_{\text{ТК2}} = 857,5 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При движении рольганга из состояния покоя после реза:

$$M_{\text{рост2п}} = M_{\text{ТП2}} + M_{\text{ТК2}} + M_B = 11050 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Определим момент инерции рабочего органа по формуле:

$$J_{\text{ро}} = J_1 + m_{\text{ро}} \cdot \frac{D_{\text{к}}^2}{4}; \quad (10.5)$$

где:  $J_1$  – момент инерции вращающихся частей рабочей машины;

$m_{\text{ро}}$  – масса поступательно движущихся частей, кг;

$D_{\text{к}}$  – диаметр колеса, м.

Момент инерции при перемещении заготовки по рольгангу:

$$J_{\text{ро1}} = N \cdot J_P + m_3 \cdot \frac{D^2}{4} = 18 \cdot 16 + 8000 \cdot \frac{0,4^2}{4} = 608 \text{ (кг} \cdot \text{м}^2\text{)}.$$

При перемещении половины заготовки по рольгангу:

$$J_{\text{ро2}} = N \cdot J_P + \frac{m_3}{2} \cdot \frac{D^2}{4} = 18 \cdot 16 + \frac{8000}{2} \cdot \frac{0,4^2}{4} = 448 \text{ (кг} \cdot \text{м}^2\text{)}.$$

При заданной величине допустимого ускорения определим динамические моменты рольганга при движении.

$$M_{\text{родин}} = J_{\text{ро}} \cdot \frac{2 \cdot a_d}{D}; \quad (10.7)$$

где:  $J_{\text{ро}}$  – момент инерции рабочего органа, кг · м<sup>2</sup>;

$a_d$  – среднее ускорение  $\frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ ;

$D_{\text{к}}$  – диаметр колеса.

Динамический момент при разгоне и торможении рольганга с трубой:

$$M_{\text{родин1}} = J_{\text{ро1}} \cdot \frac{2 \cdot a_d}{D} = 608 \cdot \frac{2 \cdot 1}{0,4} = 3040 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При разгоне и торможении рольганга с оставшейся трубой:

$$M_{\text{родин2}} = J_{\text{ро2}} \cdot \frac{2 \cdot a_d}{D} = 448 \cdot \frac{2 \cdot 1}{0,4} = 2240 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Полный момент рабочей машины найдём по формуле:

$$M_{\text{ро}} = M_{\text{рост}} + M_{\text{родин}}. \quad (10.8)$$

Первый участок – разгон рольганга с трубой:

$$M_{\text{ро1}} = M_{\text{рост1}} + M_{\text{родин1}} = 1583 + 3040 = 4623 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Второй участок – движение рольганга с трубой с установившейся скоростью:

$$M_{\text{ро2}} = M_{\text{рост1}} = 1583 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Третий участок – торможение рольганга с трубой с установившейся скорости до полной остановки:

$$M_{\text{ро3}} = M_{\text{рост1}} - M_{\text{родин1}} = 1583 - 3040 = -1457 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Четвертый участок – разгон рольганга с трубой после реза до повышенной скорости:

$$M_{\text{ро4}} = M_{\text{рост2}} + M_{\text{родин2}} + M_{\text{Б}} = 857,5 + 2240 + 10190 = 13290 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Пятый участок – движение рольганга с обрезанной трубой с повышенной скоростью:

$$M_{\text{ро5}} = M_{\text{рост2}} = 857,5 = 875,5 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Шестой участок – торможение рольганга с обрезанной трубой с повышенной скорости до полной остановки:

$$M_{\text{ро6}} = M_{\text{рост2}} - M_{\text{родин2}} = 875,5 - 2240 = 1383 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Значения статических моментов, моментов инерции, полного момента рабочей машины для каждого участка движения сведены с таблицу 10.2.

Полученные значения моментов показаны на нагрузочных диаграммах рабочего органа на рисунке 10.2.



Таблица 10.2 – Значения моментов для каждого участка

Участок		Рабочий ход			Ход на повышенной скорости		
Расчетные данные	знач.	пуск	уст. р.	торм	пуск	уст.р.	торм.
Скорость, м/с	$V_{PO}$		0,4			0,48	
Время работы, с	$t_{PO}$	0,4	24,6	0,4	0,48	20,353	0,48
Путь, м	$L_{PO}$	0,08	9,84	0,08	0,115	9,77	0,115
Моменты РО, Нм:							
-силы тяжести	$M_{СТ}$	-	-	-	-	-	-
-трения скольжения в подшипниках	$M_{ТП}$	1191	1191	1191	661,5	661,5	661,5
-трения качения	$M_{ТК}$	392	392	392	196	196	196
-буксования	$M_{Б}$	-	-	-	10190	-	-
Статический момент, Нм	$M_{РОСТ}$	1583	1583	1583	11050	857,5	875,5
Момент инерции, кгм <sup>2</sup>	$J_{РОСТ}$	608			448		
Динамический момент, Нм	$M_{родин}$	3040	-	-3040	2240	-	-2240
Суммарный момент, Нм	$M_{PO}$	4623	1583	-1457	13290	857,5	-1383

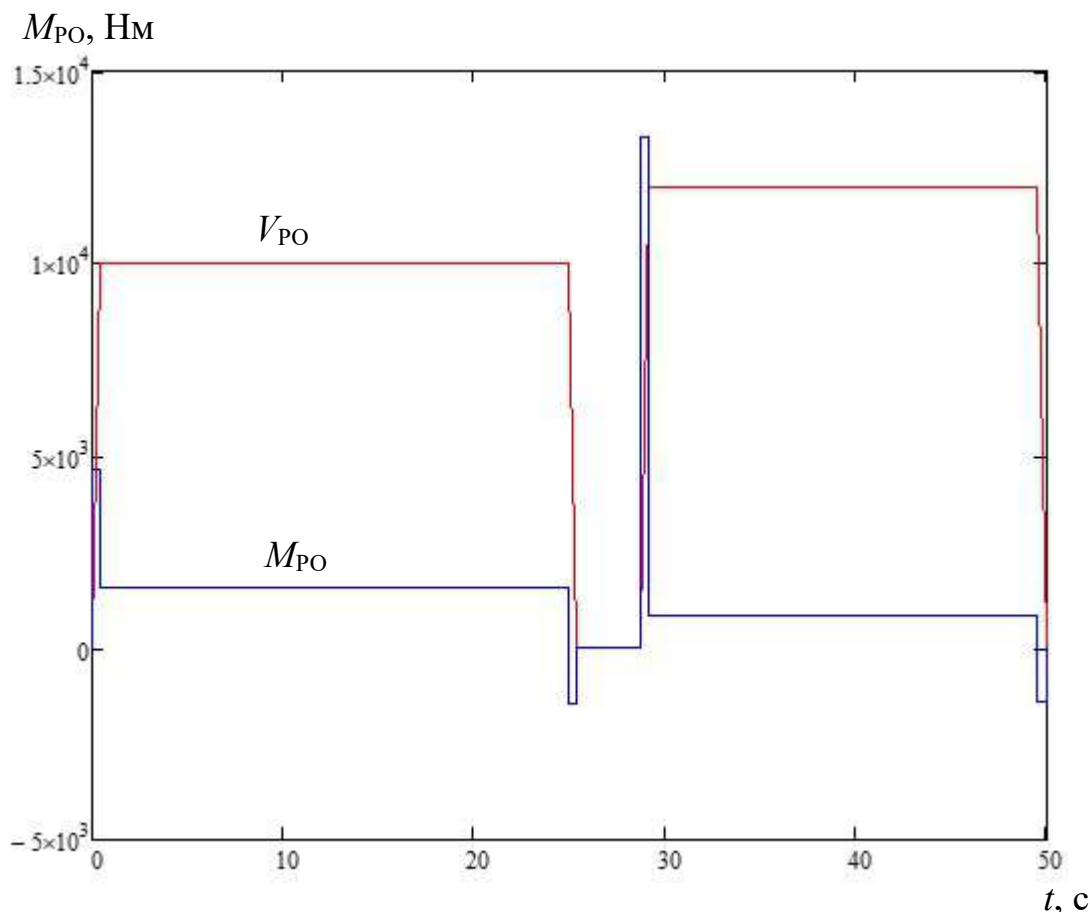


Рисунок 10.2 – Нагрузочные диаграммы скорости и моментов рабочего органа

По рассчитанным значениям моментов на каждом участке можно найти среднеквадратичное значение момента:

$$M_{\text{ср кв}} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^m M_k^2 \cdot t_k}{\sum_{k=1}^m t_k}}; \quad (10.9)$$

где:  $M_k$  – момент на  $k$ -м участке, Нм;

$t_k$  – длительность  $k$ -го участка, с.

Получаем значение момента:

$$M_{\text{ср кв}} = \sqrt{\frac{4623^2 \cdot 0,4 + 1583^2 \cdot 24,6 + 1457^2 \cdot 0,4 + 13290^2 \cdot 0,48 + 857,5^2 \cdot 20,353 + 1383^2 \cdot 0,48}{0,4 + 24,6 + 0,4 + 0,48 + 20,353 + 0,48}} = 1917 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Время паузы не является участком и в расчете участия не принимает.

Время цикла:

$$t_{\text{ц}} = \frac{3600}{z} = \frac{3600}{70} = 51,429 \text{ (с)}.$$

Фактическая продолжительность включения:

$$ПВ_{\text{факт}} = \frac{1}{t_{\text{ц}}} \cdot \sum_{k=1}^m t_k \cdot 100\%; \quad (10.10)$$

$$ПВ_{\text{факт}} = \frac{(0,4 + 24,6 + 0,4 + 0,48 + 20,353 + 0,48)}{51,429} \cdot 100\% = 90,831 \%$$

Ближайшее каталоговое ПВ = 100%.

Мощность двигателя определяется по формуле:

$$P_{\text{дв}} = k_1 \cdot M_{\text{сркв}} \cdot \frac{2 \cdot V_P \cdot \sqrt{\frac{ПВ_{\text{факт}}}{ПВ_{\text{кат}}}}}{D_k}; \quad (10.11)$$

где:  $k_1=1$  – коэффициент, учитывающий трение;

$D_k$  – диаметр колеса, м;

$V_P$  – основная скорость движения, м/с;

$$P_{\text{дв}} = 1 \cdot 1917 \cdot \frac{2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{\frac{90,831}{100}}}{0,4} = 4750,343 \text{ (Вт)}.$$

### 10.3. Выбор электродвигателей

Выбор электродвигателя произведен из каталога асинхронных трехфазных двигателей с короткозамкнутым ротором класса изоляции *F*.

Для значения  $ПВ_{\text{кат}}=100\%$  выбираем двигатель по длительному режиму работы *S1* для значения мощности равному или несколько больше, чем значение, рассчитанное в предыдущем пункте. Из асинхронных трехфазных двигателей общепромышленного исполнения режима работы *S1*, выбираем двигатель А200М12.

Каталожные данные сведены в таблицу 10.3 [26].

Таблица 10.3 - Данные электродвигателя А200М12 380В

№	Обозначения	Наименования показателя	Размерность	Данные
1	$P_H$	Мощность двигателя	кВт	11
2	$U_H$	Номинальное напряжение	В	380
3	$I_H$	Номинальный ток якоря	А	30
4	$\eta$	Коэффициент полезного действия двигателя	-	0,835
5	$n_H$	Номинальная частота вращения	об/мин	475
6	$J_D$	Момент инерции якоря	кг · м <sup>2</sup>	0,25
7	$\cos(\varphi)$	Коэффициент мощности	-	0,61
8	$M_H$	Номинальный момент	Нм	221
9	$M_K$	Максимальный момент	Нм	442
10	$I_P$	Ток пуска	А	120
11	$n_{OH}$	Синхронная скорость вращения поля статора	об/мин	500
12	$p_n$	Число пар полюсов	-	6

#### 10.4. Выбор редуктора

Передаточное число редуктора определим по известной номинальной скорости вращения выбранного электродвигателя и по основной скорости рабочего органа:

$$j_p = \omega_H \cdot \frac{D}{2 \cdot v_p}; \quad (10.12)$$

где:  $\omega_H$  – номинальная скорость вращения двигателя, рад/с;

$$\omega_H = \frac{n_H}{9,55} = 49,738 \text{ (рад/с);}$$

$D$  – диаметр колеса, преобразующего вращательное движение вала в поступательное, м;

$V_p$  - основная скорость рабочего органа, м/с.

В соответствии с формулой (10.12) имеем:

$$j_p = 49,738 \cdot \frac{0,4}{2 \cdot 0,4} = 24,869.$$

Выберем редуктор, исходя из того, что передаточное число должно быть равным или несколько меньшим рассчитанного, при этом должны быть учтены условия работы механизма, мощности и скорости двигателя.

По передаточному числу выбираем редуктор.

Выбранный редуктор: ЦДНД-315

Характеристики редуктора ЦДНД-315 представлены в таблице 10.4 [27].

Таблица 10.4 - Характеристики редуктора ЦДНД-315

№	Обозначения	Наименования показателя	Размерность	Данные
1	$j_p$	Передаточное число	-	20
2	$T$	Номинальный крутящий момент	Н·м	7000
3	$\eta_p$	Коэффициент полезного действия	%	96

#### 10.5. Приведение статических моментов и моментов инерции к валу двигателя

После выбора электродвигателя и редуктора, а также после расчета моментов сопротивления можно привести статические моменты системы к валу двигателя, воспользовавшись формулой (5.1)

$$M_{PC} = \frac{M_{РОСТ}}{j_p}, \quad (10.13)$$

где:  $M_{РОСТ}$  – статический момент рабочей машины, Нм;

$j_p$  – передаточное отношение выбранного редуктора.

При перемещении целой трубы:

$$M_{\text{ПР1}} = \frac{M_{\text{РОСТ1}}}{j_P} = \frac{1583}{20} = 79,135 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При перемещении половины трубы:

$$M_{\text{ПР2}} = \frac{M_{\text{РОСТ2}}}{j_P} = \frac{857,5}{20} = 42,875 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Тогда статический момент на валу двигателя в двигательном режиме:

При перемещении целой трубы:

$$M_{\text{ВС1}} = \frac{M_{\text{ПР1}}}{\eta_P} = \frac{79,135}{0,96} = 82,432 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При перемещении половины трубы:

$$M_{\text{ВС2}} = \frac{M_{\text{ПР2}}}{\eta_P} = \frac{42,875}{0,96} = 44,661 \text{ (Н} \cdot \text{м)},$$

где:  $\eta_P$  – коэффициент полезного действия выбранного редуктора.

В тормозных режимах момент рассчитывается по формуле:

При перемещении целой трубы:

$$M_{\text{ВС1Т}} = M_{\text{ПР1}} \cdot \eta_P = 79,135 \cdot 0,96 = 75,97 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При перемещении половины трубы:

$$M_{\text{ВС2Т}} = M_{\text{ПР2}} \cdot \eta_P = 42,875 \cdot 0,96 = 41,16 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Это связано с тем, что энергия поступает с вала двигателя и за вычетом потерь в передаче поступает на двигатель.

Приведенные статические моменты системы электропривод – рабочая машина рассчитывают для каждого участка с учетом режима работы привода:

$$M_C = M_{\text{ВС}} + M_{\text{хх}}, \quad (10.14)$$

где  $M_{\text{хх}}$  – момент потерь холостого хода двигателя, Нм.

Момент потерь холостого хода рассчитываем по формуле:

$$M_{\text{хх}} = \frac{3 \cdot I_H \cdot U_H \cdot \cos(\varphi) - P_H}{3 \cdot \omega_H} = \frac{3 \cdot 30 \cdot 380 \cdot 0,61 - 11000}{3 \cdot 49,738} = 66,093 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Двигательный режим:

С целой трубой:

$$M_{\text{С1}} = M_{\text{ВС1}} + M_{\text{хх}} = 82,432 + 66,093 = 148,525 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ				

С половиной трубы:

$$M_{C2} = M_{BC2} + M_{xx} = 44,661 + 66,093 = 110,754 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Тормозной режим:

С целой трубой:

$$M_{C1T} = M_{BC1T} - M_{xx} = 75,97 - 66,093 = 9,877 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

С половиной трубы:

$$M_{C2T} = M_{BC T} - M_{xx} = 41,16 - 66,093 = -24,933 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Суммарный приведенный момент инерции:

$$J = \delta J_D + J_{\text{ПР}}, \quad (10.15)$$

где:  $J_{\text{ПР}}$  – приведенный к валу двигателя момент инерции поступательно и вращательно движущихся частей системы,  $\text{кг} \cdot \text{м}^2$ ;

$J_D$  – момент инерции ротора выбранного двигателя,  $\text{кг} \cdot \text{м}^2$ ;

$\delta$  – коэффициент, учитывающий момент инерции остальных моментов электропривода: тормозного шкива, муфт, редуктора, и т.д.  $\delta=1,3$ .

Приведенный момент инерции рабочей машины к валу двигателя:

$$J_{\text{ПР}} = \frac{J_{PO}}{j_P^2}. \quad (10.16)$$

При движении с целой трубой:

$$J_1 = \delta \cdot J_D + J_{\text{Ш}} + J_B + \frac{J_{PO}}{j_P^2} = 1,3 \cdot 0,25 + 0,4 + 5 + \frac{608}{400} = 7,245 \text{ (кгм}^2\text{)}.$$

При движении с половиной трубы:

$$J_2 = \delta \cdot J_D + J_{\text{Ш}} + J_B + \frac{J_{PO}}{j_P^2} = 1,3 \cdot 0,25 + 0,4 + 5 + \frac{448}{400} = 6,845 \text{ (кгм}^2\text{)}.$$

Рассчитаем динамические моменты:

$$M_{\text{дин}} = J \cdot a_d \cdot j_P \cdot \frac{2}{D}, \quad (10.17)$$

где:  $a$  – допустимое ускорение при пуске и торможении,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;

$D$  – диаметр шкива, преобразующей вращение в поступательное движение,  $\text{м}$ ;

$J$  – приведенный момент инерции привода,  $\text{кг} \cdot \text{м}^2$ .

При движении с целой трубой:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>103</i>

$$M_{\text{дин1}} = J_1 \cdot a_d \cdot j_P \cdot \frac{2}{D} = 7,245 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \frac{2}{0,4} = 724,5 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

При движении с половиной трубы:

$$M_{\text{дин2}} = J_2 \cdot a_d \cdot j_P \cdot \frac{2}{D} = 6,845 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \frac{2}{0,4} = 684,5 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Пусковой и тормозной моменты при движении с трубой с допустимым ускорением:

$$M_{\text{П1}} = M_{C1} + M_{\text{дин1}} = 148,525 + 724,5 = 873,025 \text{ (Н} \cdot \text{м)};$$

$$M_{\text{Т1}} = M_{C1} - M_{\text{дин1}} = 148,525 - 724,5 = -575,975 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Пусковой и тормозной моменты при движении с половиной трубы с допустимым ускорением:

$$M_{\text{П2}} = M_{C2} + M_{\text{дин2}} = 110,754 + 684,5 = 795,254 \text{ (Н} \cdot \text{м)};$$

$$M_{\text{Т2}} = M_{C2} - M_{\text{дин2}} = 110,754 - 684,5 = -573,746 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Находим установившуюся рабочую скорость двигателя по формуле:

$$\omega_{C1} = \frac{j_P \cdot V_P}{D/2} = \frac{20 \cdot 0,4}{0,2} = 40 \left( \frac{\text{рад}}{\text{с}} \right). \quad (10.18)$$

Установившаяся повышенная скорость двигателя:

$$\omega_{C2} = \frac{j_P \cdot V_B}{D/2} = \frac{20 \cdot 0,48}{0,2} = 48 \left( \frac{\text{рад}}{\text{с}} \right).$$

Для каждого из участков все значения приведены в таблице 10.5.



Таблица 10.5 – Значения моментов, приведенных к валу двигателя

Участок движения		Рабочий ход			Ход на повышенной скорости		
Расчетные данные	Обозначение	пуск	уст. р	торм.	пуск	уст.р	торм
По данным таблицы 10.2							
Скорость рабочего органа, м/с	$V_{PO}$		0,4			0,48	
Момент статического рабочего органа, Нм	$M_{рост}$	1583			857,5		
Момент инерции рабочего органа, кгм <sup>2</sup>	$J_{рост}$	608			448		
Приведение к валу двигателя ( $j_p=20; \eta_p=0,88$ )							
Скорость двигателя, рад/с	$\omega_C$		40			48	
Момент статический, Нм:							
-без учета потерь в передаче	$M_{ПР}$	79,135			42,875		
-с учетом потерь	$M_{ВС}$	82,432	82,432	75,97	44,661	44,661	41,16
-с учетом потерь холостого хода двигателя	$M_C$	148,525	148,525	9,877	110,754	110,754	-24,933
Приведенный момент инерции, кгм <sup>2</sup>	$J_{ПР}$	1,52			1,12		
Момент инерции электропривода, кгм <sup>2</sup>	$J$	7,245			6,845		
Динамический момент, Нм	$M_{дин}$	724,5	-	-724,5	684,5	-	-684,5
Момент двигателя, допускаемый по ускорению, Нм	$M_{доп}$	873,025	148,525	-575,97	795,254	110,754	-573,746
Данные предварительного расчета							
Момент двигателя средний на участке, Нм	$M_{ср}$	873,025	148,525	-575,97	795,254	110,754	-573,746
Время работы, с	$t_b$	0,4	24,6	0,4	0,48	20,353	0,48
Угол поворота вала двигателя, рад	$\alpha_b$	8	984	8	11,52	976,96	11,52

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

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

105

## 10.6. Предварительная проверка двигателя по нагреву и производительности

Целью предварительной проверки двигателя является уточнение нагрузочных диаграмм момента, а также диаграммы скорости с учетом момента инерции выбранного двигателя.

Рассчитаем времена переходных процессов для каждого участка:

$$t_i = J \cdot \frac{\omega_c}{M_{CP} - M_C}, \quad (10.19)$$

где:  $J$  – приведенный момент инерции системы к валу двигателя, кг·м<sup>2</sup>;

$\omega_c$  – установившаяся скорость двигателя, рад/с;

$M_{CP}$  – средний момент двигателя, Нм;

$M_C$  – приведенный статический момент, Нм.

Разгон с целой трубой:

$$t_{1П} = J_1 \cdot \frac{\omega_{c1}}{M_{П1} - M_{C1}} = 7,249 \cdot \frac{0,4}{873,025 - 148,525} = 0,4 \text{ (с)}.$$

Торможение с целой трубой:

$$t_{1Т} = J_1 \cdot \frac{0 - \omega_{c1}}{M_{Т1} - M_{C1}} = 7,249 \cdot \frac{-0,4}{-575,975 - 148,525} = 0,4 \text{ (с)}.$$

Разгон с половиной трубой до повышенной скорости:

$$t_{2П} = J_2 \cdot \frac{\omega_{c2}}{M_{П2} - M_{C2}} = 6,845 \cdot \frac{0,48}{795,254 - 110,754} = 0,48 \text{ (с)}.$$

Торможение с половиной трубы:

$$t_{2Т} = J_2 \cdot \frac{0 - \omega_{c2}}{M_{Т2} - M_{C2}} = 6,845 \cdot \frac{-0,48}{-573,746 - 110,754} = 0,48 \text{ (с)}.$$

Угол поворота вала двигателя за время переходного процесса:

$$\alpha_i = \frac{\omega_c \cdot t_i}{2}. \quad (10.20)$$

Угол поворота вала:

За время разгона и торможения с целой трубой:

$$\alpha_1 = \frac{\omega_{c1} \cdot t_{П1}}{2} + \frac{\omega_{c1} \cdot t_{Т1}}{2} = \frac{40 \cdot 0,4}{2} + \frac{40 \cdot 0,4}{2} = 16 \text{ (рад)}.$$

За время разгона и торможения с половиной трубы:

$$\alpha_2 = \frac{\omega_{C2} \cdot t_{П2}}{2} + \frac{\omega_{C2} \cdot t_{Т2}}{2} = \frac{48 \cdot 0,48}{2} + \frac{48 \cdot 0,48}{2} = 23,04 \text{ (рад)}.$$

Время работы с установившейся скоростью:

$$t_y = \frac{\alpha_{\Sigma} - \alpha}{\omega_c}, \quad (10.21)$$

где:  $\alpha_{\Sigma}$  – угол поворота вала двигателя, соответствующий величине перемещения в данном режиме, рад;

$\alpha$  – угол поворота вала за время пуска и торможения, рад.

Угол поворота вала двигателя, соответствующий величине перемещения в режиме с рабочей скоростью и повышенной:

$$\alpha_{\Sigma 1} = \alpha_{\Sigma 2} = \frac{2 \cdot \frac{L}{2} \cdot j_P}{D} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 20}{0,4} = 1000 \text{ (рад)}.$$

В соответствии с формулой (10.21):

Установившееся время при движении целой трубой:

$$t_{1y} = \frac{\alpha_{\Sigma 1} - \alpha_1}{\omega_{C1}} = \frac{1000 - 16}{40} = 24,6 \text{ (с)}.$$

Установившееся время при движении половины трубы:

$$t_{2y} = \frac{\alpha_{\Sigma 2} - \alpha_2}{\omega_{C2}} = \frac{1000 - 23,04}{48} = 20,353 \text{ (с)}.$$

Суммарное фактическое время работы электропривода:

$$t_{\phi} = 0,4 + 24,6 + 0,4 + 0,48 + 20,353 + 0,48 = 46,713 \text{ (с)} < 50 \text{ (с)}.$$

Полученное время меньше заданного времени работы привода, то есть требование по производительности выполнено.

Предварительная проверка двигателя по нагреву производится по величине среднеквадратичного момента:

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

$$M_{\text{СРКВ}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n M_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}} \leq M_{\text{доп}} \quad (10.22)$$

$$M_{\text{СРКВ}} = \sqrt{\frac{873,025^2 \cdot 0,4 + 148,525^2 \cdot 24,6 + 575,975^2 \cdot 0,4 + 79,254^2 \cdot 0,48 + 11,754^2 \cdot 20,353 + 573,746^2 \cdot 0,48}{0,4 + 24,6 + 0,4 + 0,48 + 20,353 + 0,48}} = 190,288 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Допускаемый момент:

$$M_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{Н}}}{\omega_{\text{Н}}} \cdot \sqrt{\frac{100}{\text{ПВ}_{\text{факт}}}} \cdot 0,85 = \frac{11000}{49,738} \cdot \sqrt{\frac{100}{90,831}} \cdot 0,85 = 197,244 \text{ (Н} \cdot \text{м)}.$$

Так как метод эквивалентного момента при расчете асинхронного двигателя дает значительную погрешность величину  $M_{\text{доп}}$  снизили на 15 %.

Среднеквадратичный момент меньше допустимого ( $190,288 \text{ Нм} < 197,244 \text{ Нм}$ ), следовательно, двигатель проходит по нагреву.

#### 10.7. Выбор контроллера автоматики и привода управления рольганга.

В целях автоматизации производства пуск и останов рольганга перед станком осуществляется командами, поступающими с контроллера. Таким контроллером выступает *Siemens LOGO!*[29]. Данный контроллер имеет удобную и понятную среду для программирования и подходит для управления технологическим процессом. С этой целью были установлены 2 датчика наличия трубы в начале и конце рольганга и датчик верхнего положения пилы. Также на валу электродвигателя установлен инкрементальный энкодер, который отсчитывает необходимое количество импульсов для точной остановки трубы в месте реза. Схема работы данного контроллера представлена на рисунке 10.3.

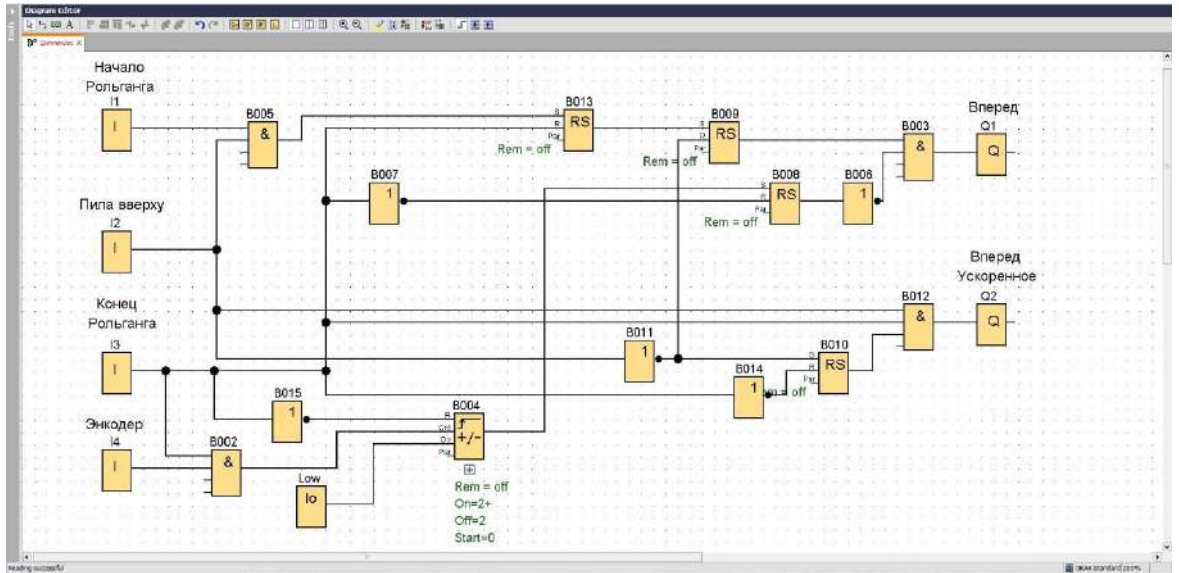


Рисунок 10.3 – Логика работы автоматики рольганга

К электродвигателю подбирается частотный преобразователь для питания из сети переменного тока. Выбор преобразователя осуществляется по каталогам электротехнической промышленности в Internet на основе номинальных данных выбранного двигателя:

$$U_{\text{НПЧ}} \geq U_{\text{НЛ}}; I_{\text{НПЧ}} \geq I_{\text{Н1}}, \quad (10.23)$$

где:  $U_{\text{НЛ}}$ ,  $I_{\text{Н1}}$  – номинальные линейное напряжение и фазный ток статора двигателя;  
 $U_{\text{НПЧ}}$ ,  $I_{\text{НПЧ}}$  – номинальные линейное напряжение и ток нагрузки преобразователя частоты.

На рисунке 10.4 приведена схема входов для подключения частотного преобразователя, технические характеристики которого представлены в таблице 10.6 [28].

Таблица 10.6 – Технические характеристики преобразователя частоты Unidrive SP 3401

Тип	Мощность двигателя, кВт	Максимальный продолжительный ток, А	Напряжение трехфазное, В	Частота регулирования, Гц	Допустимый диапазон, В
Unidrive SP 3401	18,5	35	400	0...300	380-480

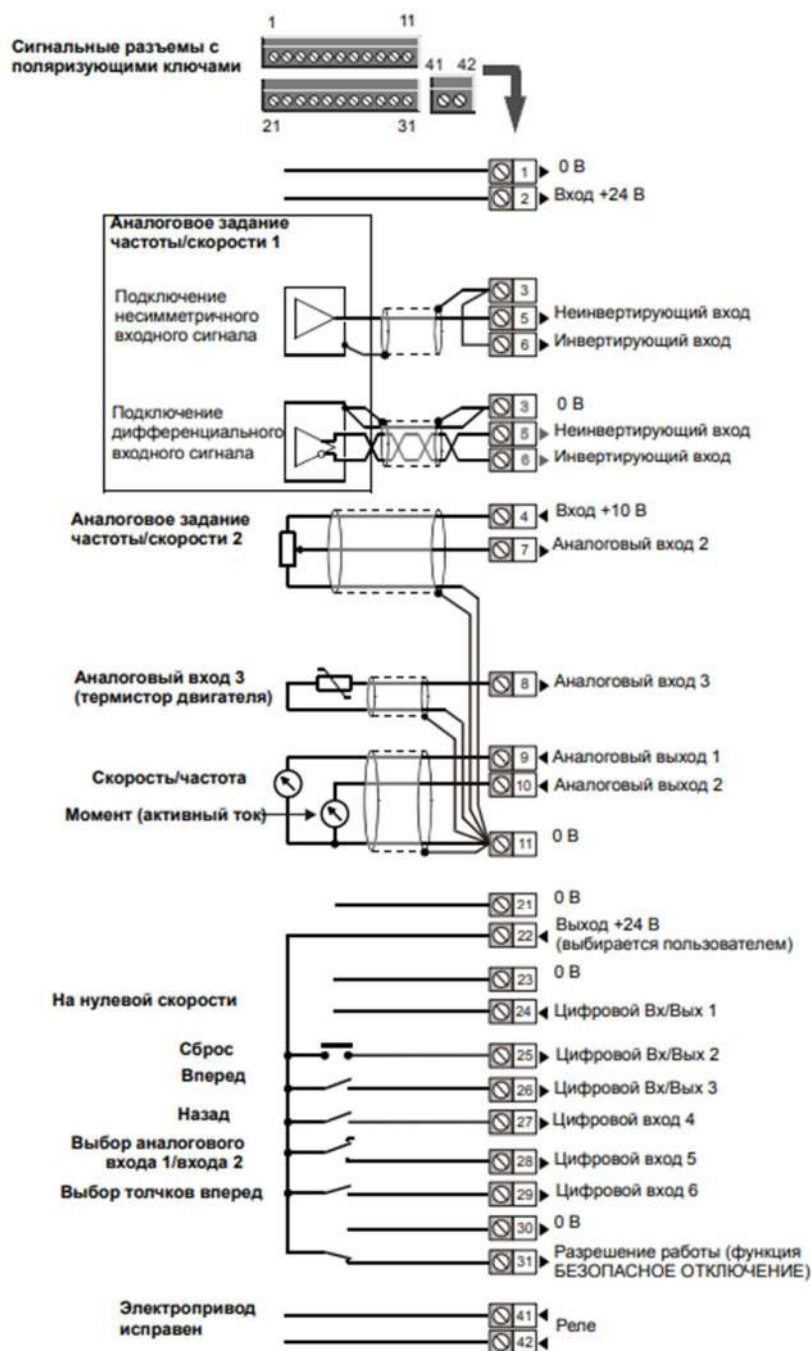


Рисунок 10.4 – Схема подключения частотного преобразователя.

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

П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ

Лист

110

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведённой работы была разработана главная схема понизительной подстанции трубного завода напряжением 110/6 кВ.

При разработке структурной схемы были приняты к установке два силовых трансформатора ТДН-10000/110/6. Согласно рекомендациям ФСК ЕЭС были выбраны наиболее подходящие схемы распределительных устройств 110 и 6 кВ.

Для надёжной работы главной понизительной подстанции трубного завода были выбраны коммутационные и измерительные аппараты, а также назначена и рассчитаны релейная защита и автоматика ОРУ 110 кВ.

Помимо расчета РЗА и выбора оборудования ГПП 110 кВ был рассчитан электропривод рольганга станка: выбран асинхронный электродвигатель А200М12, редуктор типа ЦДНД-315, выбран контроллер управления, выбрана система управления электроприводом с помощью частотного преобразователя.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2002.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 6-е и 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002. – Вып. 6. Гл. 4.1; 4.2.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения/ исполнители Подьячев В.Н., Евтушенко В.А., Мурашко Н.В. и др. - разработ. ОАО «Институт «Энергосетьпроект»: 2007. - 132 с.: ил.
5. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена: устройство, конструкции, преимущества, области применения – <http://electricalschool.infokabel.html>.
6. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 / Разработчики: Гипрокоммунэнерго (Лордкипанидзе В.Д.), РАО "ЕЭС России" (Акимкин А.Ф., Антипов К.М.), Энергосетьпроект (Файбисович Д.Л.).
7. Выключатель элегазовый колонковый ВГП 110 кВ – <https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/vgp-110-ii-20/2500-uhl-1.html>.
8. Разъединитель наружной установки РГ – [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv).
9. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.
10. Трансформатор тока ТГМ-110 – <https://el-komplex.ru/tgm-110-ux11.html>.
11. Универсальный измерительный прибор ДМК-40 – <https://www.kipspb.ru/catalog/6616/element268122.php>.

					<i>П-282.13.04.02.2020.220 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112



12. Трансформатор напряжения ЗНОГ-110 –  
[http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformatory-napryazheniya-izmeritelnye-elegazovye](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryazheniya-izmeritelnye-elegazovye).
13. Контрольные кабели КВВГЭнг –  
[http://www.alur.ru/content/files/catalog1/KVVGngKVVGEng\\_KVBbSHvng\\_0.pdf](http://www.alur.ru/content/files/catalog1/KVVGngKVVGEng_KVBbSHvng_0.pdf).
14. Выключатель вакуумный 10 кВ ВВ/TEL для установки в КРУ –  
<https://www.elec.ru/files/127/000000114/attfile/02.pdf>.
15. Комплектное распределительное устройство 10 кВ С-410 – [http://www.abs-elteh.ru/buklet\\_C-410.pdf](http://www.abs-elteh.ru/buklet_C-410.pdf).
16. Трансформаторы тока 6 кВ ТЛ-10М – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-2-10kV/TL-10M.html>.
17. Трансформатор напряжения 6 кВ ЗНОЛ-6 –  
<https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/znol-seshch-6-10-20-35>.
18. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / Дмитриев М.В. – Санкт-Петербург, 2007.
19. Каталог ограничителей перенапряжения – [http://polymer-apparat.ru/uploads/file/20180823/20180823091120\\_97428.pdf](http://polymer-apparat.ru/uploads/file/20180823/20180823091120_97428.pdf).
20. Приказ № 0288 Об утверждении рекомендаций по технологическому проектированию. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ.
21. Трансформатор ТСЛ-40 – <http://transformator.ru>.
22. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
23. Методические указания от ФСК СТО 56947007-29.120.70.100-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП«ЭКРА».
24. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.

25. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>.

26. Асинхронный двигатель А200М12 11 кВт – <https://www.lufter.ru/product/eldin-a200m12/>

27. Редуктор ЦДНД-315 – [https://www.zaoreductor.ru/index/reduktor\\_cdnd\\_315/0-159](https://www.zaoreductor.ru/index/reduktor_cdnd_315/0-159).

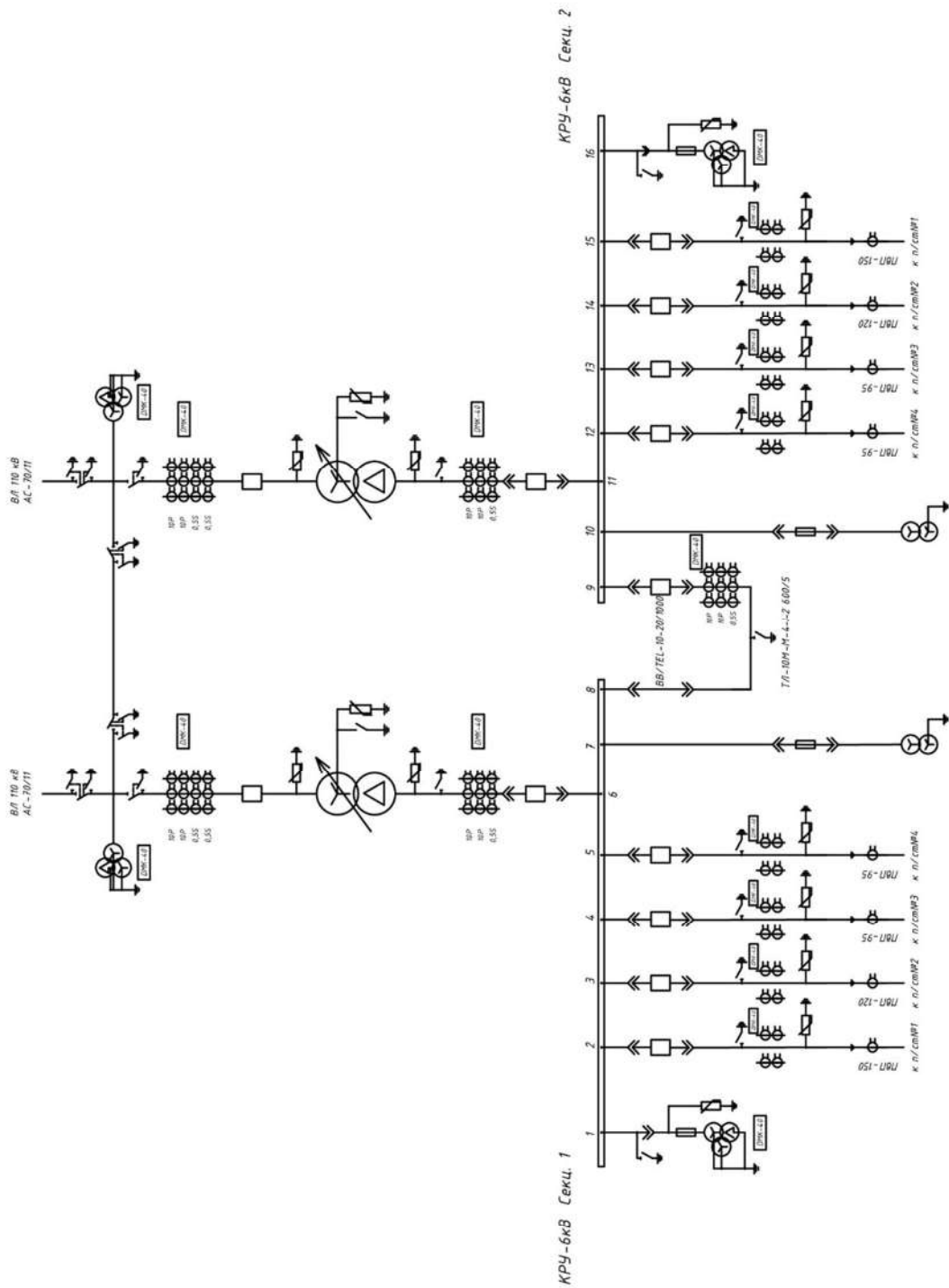
28. Электрический привод переменного тока Unidrive SP 3401 – <http://unidrivesp.ru/standartnye-privody>.

29. Контроллер Siemens LOGO! – <https://new.siemens.com/ru/ru/produkty/avtomatizacia/sistemy-avtomatizacii/promyshlennye-sistemy-simatic/kontroller-simatic/logicheskie-moduli-logo.html>.

30. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.– <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-35-110-kv>.

31. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html>.

# Приложение А



- Разъединитель  
РГ-110/1000-31,5
- ЭНОЛ-110
- Разъединитель  
РГ-110/1000-31,5
- ТГМ-110 75/5
- Выключатель  
ВКП-110И-20/2500
- ОПНн-110/680/84-10-III
- ТДН-10000/110/6
- ОПНн-110/56/10/2
- ОПНн-110/680/84-10-III
- ТЛ-10М-М-4-1-2 1500/5
- БВ/ТЕЛ-10-25/1600
- БВ/ТЕЛ-10-20/1000
- ОПНн-5/680/7,2-10-IV
- ЭНОЛ-СЭЦ-6
- ТЛ-10М-М-3-1-2 350/5
- ОПНн-5/680/7,2-10-IV
- ТСП-40/10/0,4

КРУ-6кВ Секц. 2

КРУ-6кВ Секц. 1

Исполнитель	_____
Проверенный	_____
Сметчик	_____
Инженер	_____

**13.04.02.2020.220.00 93**

№ п/п	№ документа	Исполнение	Дата	Исполнитель
1	13.04.02.2020.220.00 93	1	13.04.2020	А.И.Сидоркин
2		2		
3		3		

**Схема главной электрической 110 и 6 кВ**

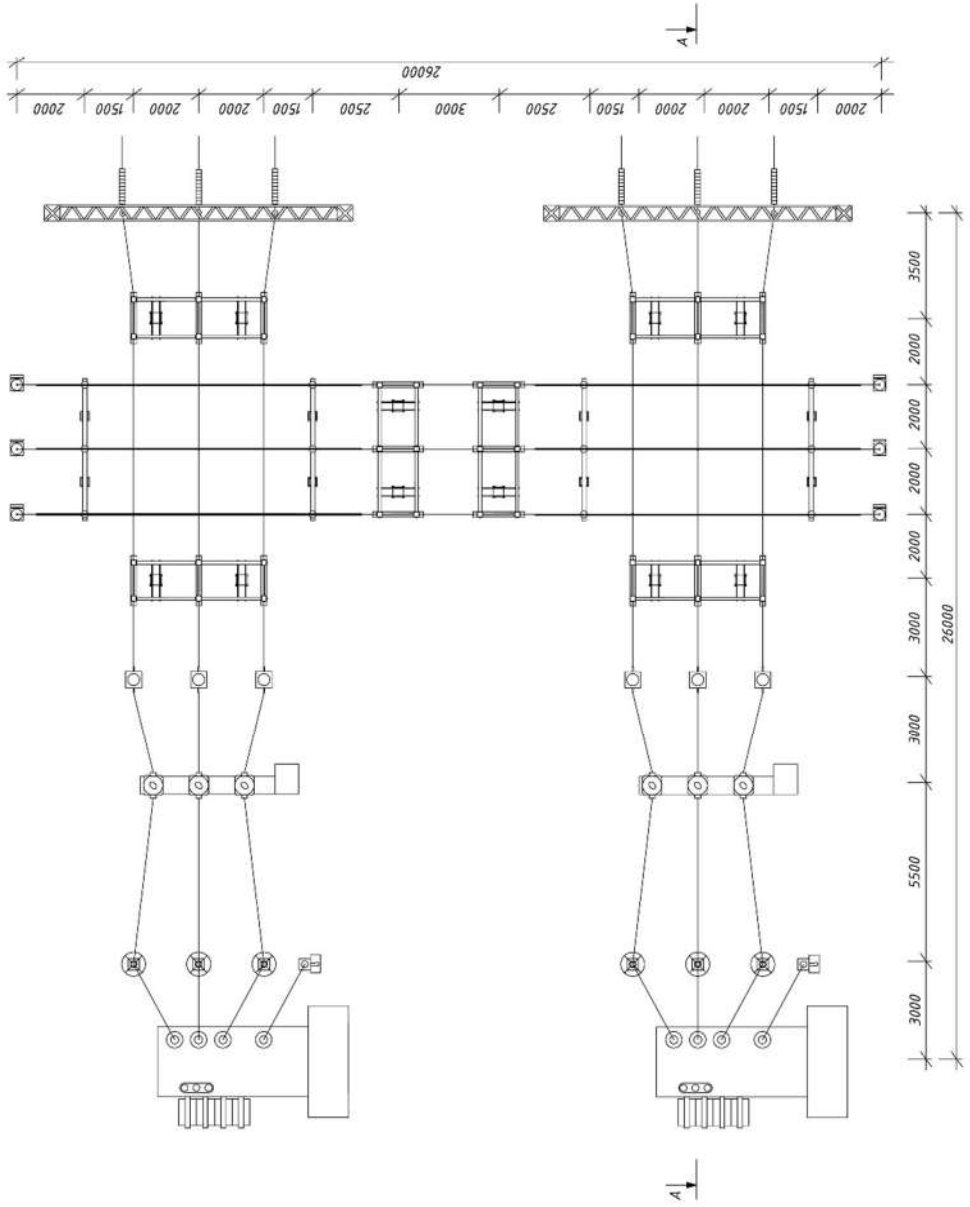
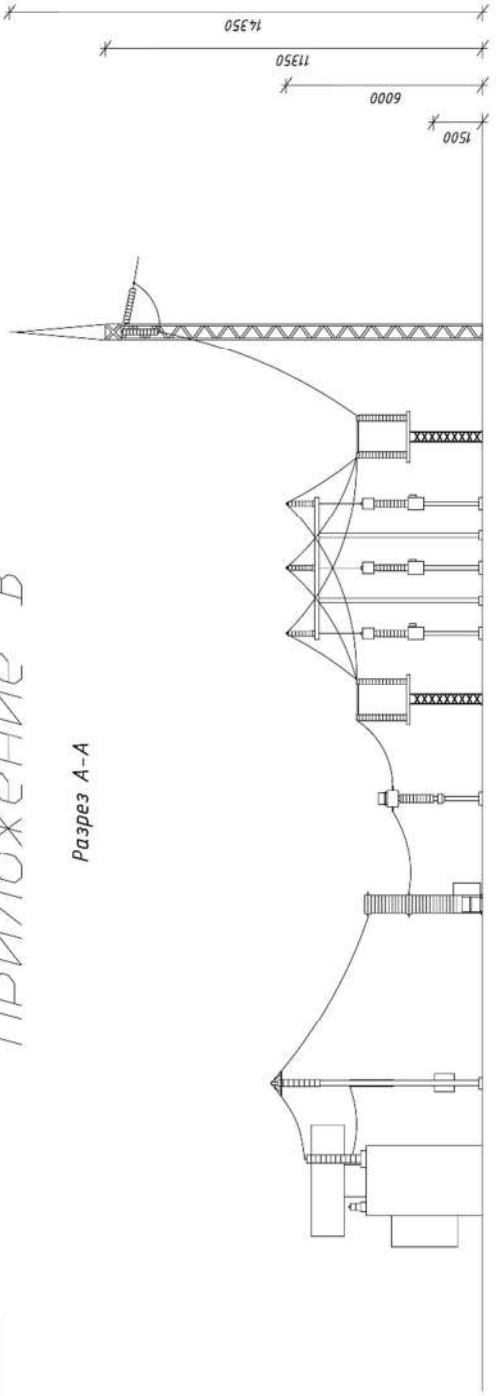
Исполнитель	А.И.Сидоркин
Проверенный	_____
Сметчик	_____
Инженер	_____

*Итого: 93*



# Приложение В

## Разрез А-А



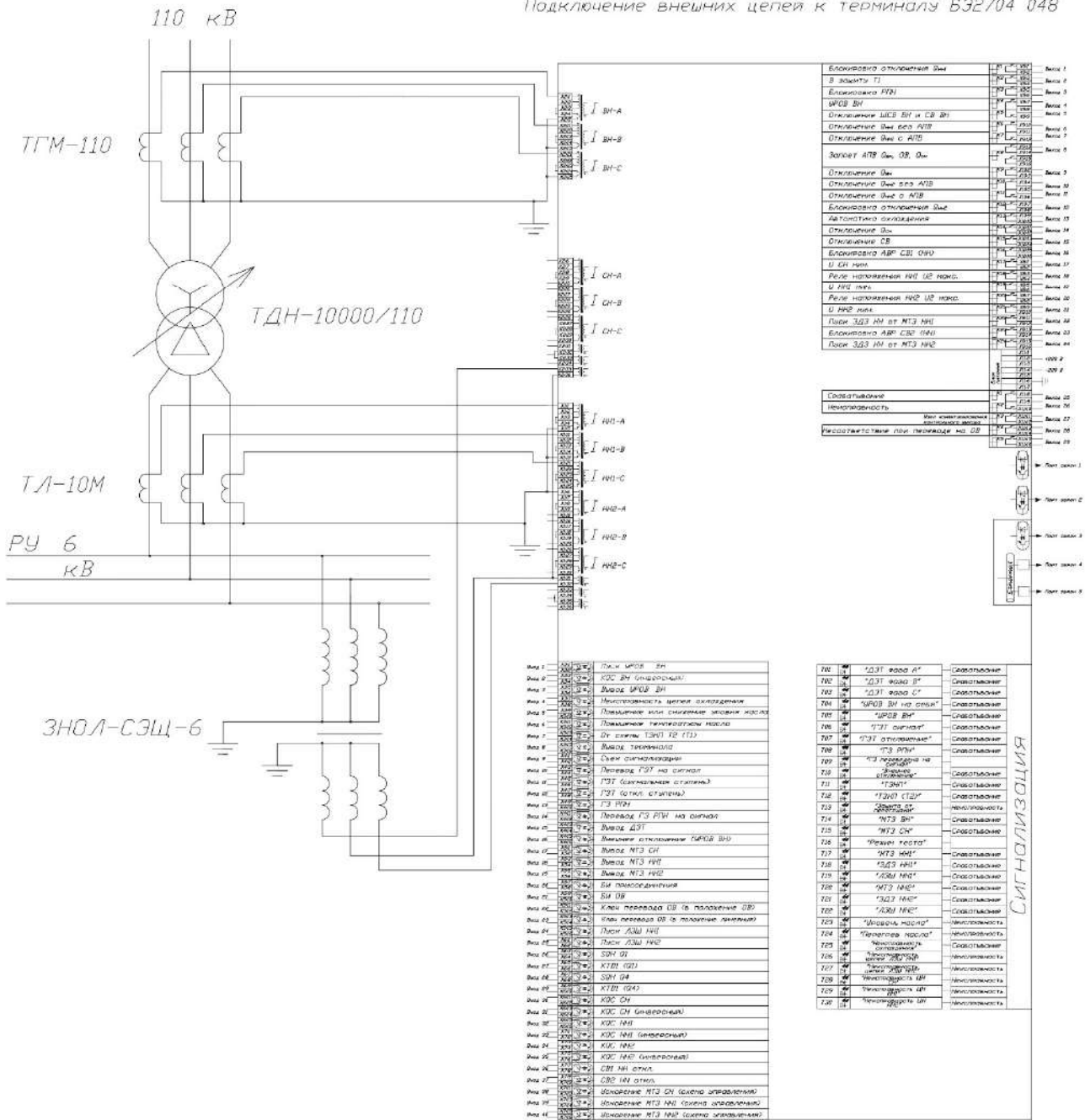
13.04.02.2020.220.00 ГЧ

План и разрез  
ОРУ 110 кВ  
Генераторный отдел  
Кафедра ЭСДЭЗ

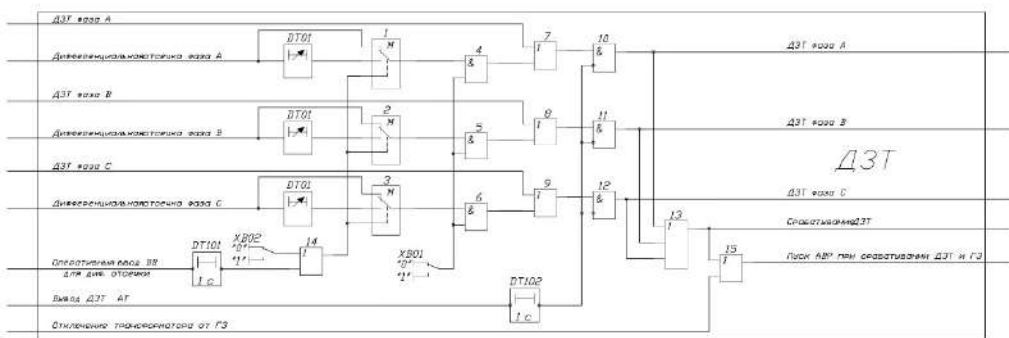
№ п/п	Имя	Подпись	Дата
1.	Исполнитель		
2.	Проверенный		
3.	Специалист		
4.	Инженер		
5.	Инженер		
6.	Инженер		
7.	Инженер		
8.	Инженер		
9.	Инженер		
10.	Инженер		

# Приложение Г

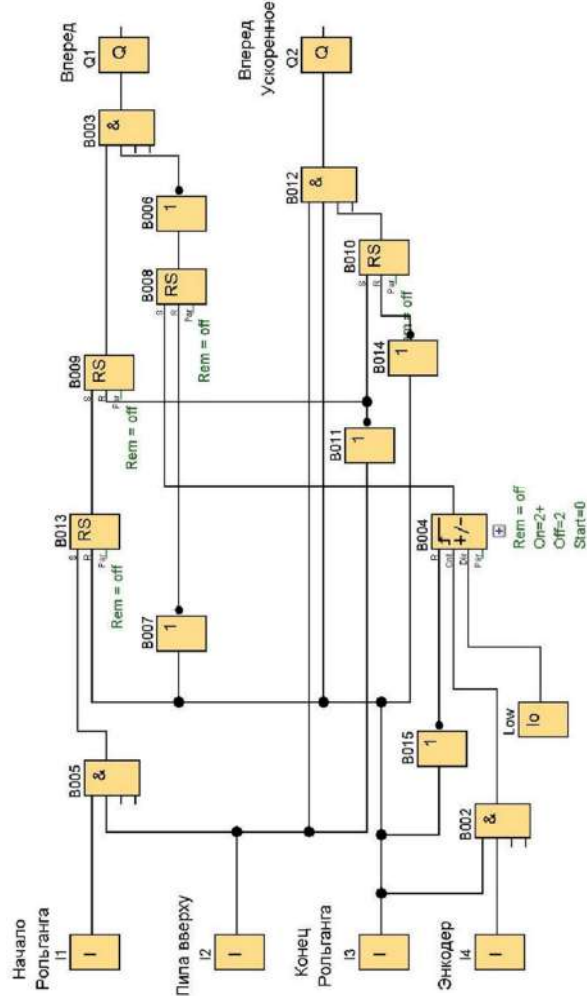
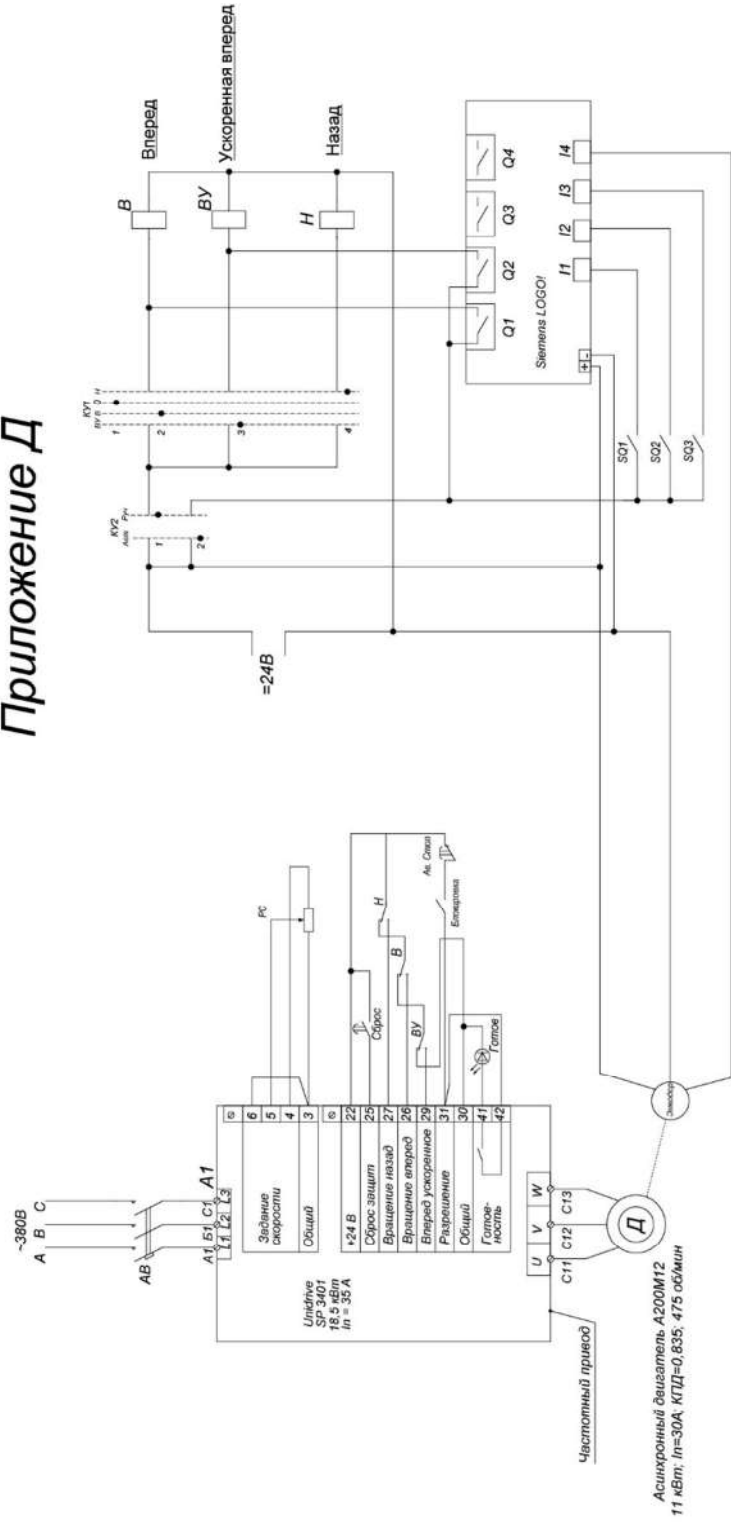
Подключение внешних цепей к терминалу БЗ2704 048



Логика работы дифференциальной защиты трансформатора терминала БЗ2704 048



# Приложение Д



№ документа	13.04.02.2020.220.00 ЭЭ
Дата	13.04.2020
Исполнитель	Степан Эмелин
Проверено	Э.Э.
Утверждено	Э.Э.
Исполнено	Э.Э.
Создано	Э.Э.
Изменено	Э.Э.
Удалено	Э.Э.
Итого	Э.Э.