

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.

«Подключение ГПП цементного завода напряжением 110/10 кВ к сети 110 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.124 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

\_\_\_\_\_/ Р.В. Гайсаров /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-472

\_\_\_\_\_/ К.Г. Гуляев /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

\_\_\_\_\_/ Р.В. Гайсаров /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

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 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова/  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Гуляева Кирилла Германовича

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Подключение ГПП цементного завода напряжением 110/10 кВ к сети 110 кВ» утверждена приказом по университету от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г. № \_\_\_\_\_
2. Срок сдачи студентом законченной работы « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

### 3. Исходные данные к работе

Сетевая часть:

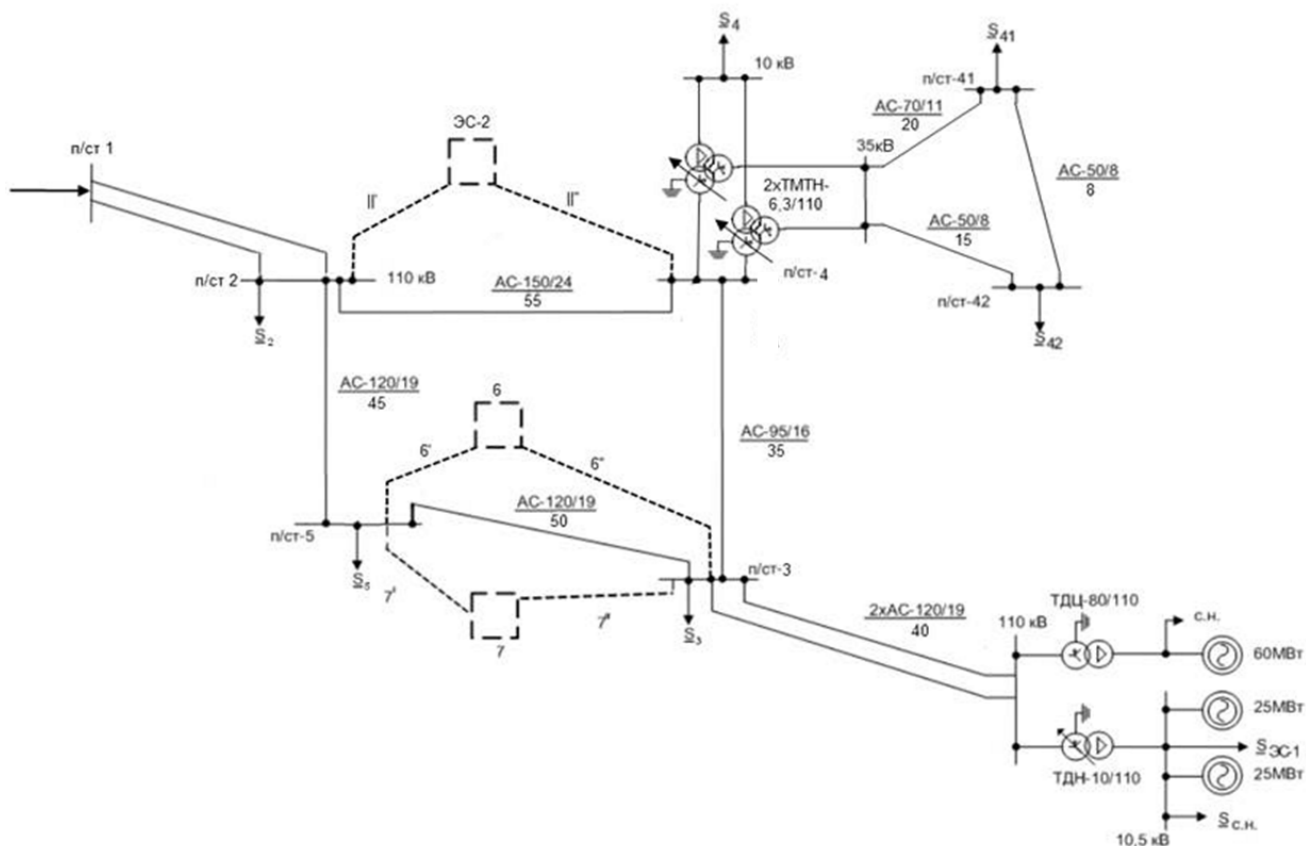


Рисунок 1 – Однолинейная электрическая схема соединений существующей сети

Таблица 1 – Данные о расположении новых объектов

Длины новых линий, км					
II'	II''	6'	6''	7'	7''
50	60	25	40	30	35

Все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки  $T_{нб} = 6000$  ч;

Таблица 2 – Данные о нагрузках сети

п/ст 2 ш. 110 кВ $P_2/tg\phi$	п/ст 3 ш. 110 кВ $P_3/tg\phi$	п/ст 4 ш. 10 кВ $P_4/tg\phi$	п/ст 41 ш. 35 кВ $P_{41}/tg\phi$	п/ст 42 ш. 35 кВ $P_{42}/tg\phi$	п/ст 5 ш. 110 кВ $P_5/tg\phi$	п/ст 6 ш. 10 кВ $P_6/tg\phi$	п/ст 7 ш. 10 кВ $P_7/tg\phi$	ЭС - 1 ш. 10,5 кВ $P_{ЭС1}/tg\phi$	ЭС - 2 ш. ВН $P_{ЭС2}/tg\phi$
35/0,48	44/0,51	35/0,48	8/0,45	4/0,48	24/0,45	55/0,62	21/1,02	40/0,48	60/0,56

Таблица 3 – Мощность генераторов на проектируемой электростанции

$n \times P_{ном Г}, \text{ МВт}$
2×110

Таблица 4 – Данные о напряжениях балансирующего узла

$U_{п/ст I}$		
$U_{max}$ , кВ	$U_{min}$ , кВ	$U_{п/ав}$ , кВ
118	115	113

Климатические условия в районе проектирования электрической сети можно принять для Уральской зоны.

Проектирование подстанции:

Таблица 5 – Исходные данные для проектирования подстанции

Наименование	$U_{вн}$ , кВ	Число вводов	$U_{нп}$ , кВ	Мощность нагрузки, МВА	Число линий (к цехам) и их длина
ГПП цементного завода	110	2	10,5 кВ	30	6 рабочих линий и 6 резервных по 1,6 км

Каждая КЛ питает РУ с одинаковой нагрузкой:

Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку: Количество 3; Мощность 0,63 МВА.

Асинхронный двигатель АД4: Количество 2; Активная мощность 1000 кВт; номинальное напряжение 10 кВ;  $\cos\phi = 0,7$ ; КПД 95,7 %; Коэффициент пуска 5,3.

Арктанс системы 0,016 (мощность КЗ в максимальном режиме – 6250 МВА, в минимальном – 5405 МВА).

#### 4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- развитие районной электрической;
- проектирование подстанции цементного завода;
- выбор релейной защиты и автоматики на проектируемую подстанцию;
- выбор оборудования для газохроматографического анализа трансформаторного масла.

#### 5. Перечень графического материала

- Схема электрическая электросетевого района 110 кВ, 1 лист формата А1;
- Карта режимов электросетевого района 110 кВ, 1 лист формата А1;

- Схема подстанции цементного завода 110/10 кВ, 1 лист формата А1;
- Схема расстановки терминалов релейной защиты и автоматики, 1 лист формата А1;
- План подстанции подстанции цементного завода 110/10 кВ, 1 лист формата А1;
- Плакат «газохроматографический анализ», 1 лист формата А1;
- Презентация на тему «Подключение ГПП цементного завода напряжением 110/10 кВ к сети 110 кВ»

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
Анализ состояния действующего оборудования	11.04.2020	
Расчёт режимов сети 110 кВ	15.04.2020	
Выбор оборудования на подстанции	18.04.2020	
Выбор схемы питания собственных нужд и выбор аккумуляторной батареи	20.04.2020	
Выбор видов и типоразмера РЗА на подстанции	23.04.2020	
Расчет уставок терминалов РЗА стороны РУ ВН	06.05.2020	
Выбор газохроматографического оборудования	12.05.2020	
Оформление пояснительной записки	20.05.2020	
Разработка чертежей	30.05.2020	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Р.В. Гайсаров /

Студент \_\_\_\_\_ / К.Г. Гуляев /

## АННОТАЦИЯ

Гуляев К.Г. – Подключение ГПП цементного завода напряжением 110/10 кВ к сети 110 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., стр. 119, илл. 20, табл. 50. Список литературы – 26 наименования, 6 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе выполнено проектирование главной понижающей подстанции цементного завода, входящей в состав сети 110 кВ. Для данной сети произведен анализ, рассчитаны основные установившиеся режимы работы, намечены к замене некоторые ЛЭП и трансформаторы. Также был выбран оптимальный вариант развития сети. На проектируемой подстанции был произведен выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования. Выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также рассчитаны параметры их уставок. Для диагностики силовых трансформаторов, находящихся в данном сетевом районе, был рассмотрен вариант газовой хроматографии с выбором оборудования, предназначенного для данной задачи.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Гуляев К.Г.</i>				<i>Подключение ГПП цементного завода напряжением 110/10 кВ к сети 110 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Гайсаров Р.В.</i>						7	119
<i>Н. контр.</i>	<i>Гайсаров Р.В.</i>				<b>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</b>			
<i>Утв.</i>	<i>Кирпичникова И.М.</i>							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 ПРОЕКТ РАЗВИТИЯ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	11
1.1 Анализ существующей схемы электрической сети района .....	11
1.1.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	11
1.1.2 Анализ схемы электрической сети района.....	17
1.2 Выбор варианта развития схемы электрической сети.....	24
1.2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети .....	24
1.2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2 .....	25
1.2.3 Замена трансформаторов в существующей сети .....	27
1.2.4 Выбор конфигурации сети .....	28
1.2.5 Анализ работы электрической сети 110 кВ.....	31
1.3 Расчет основных установившихся режимов работы сети.....	33
1.3.1 Расчет режима максимальных нагрузок.....	34
1.3.2 Расчет режима минимальных нагрузок.....	37
1.3.3 Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима.....	39
2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ГПП ЦЕМЕНТНОГО ЗАВОДА .....	41
2.1 Разработка структурной схемы .....	41
2.1.1 Выбор схемы соединений основного оборудования .....	41
2.1.2 Выбор трансформаторов .....	42
2.1.3 Выбор кабельных линий низшего напряжения .....	42
2.2 Разработка главной схемы .....	43
2.2.1 Схема распределительного устройства высокого напряжения.....	43
2.2.2 Схема распределительного устройства низкого напряжения .....	44
2.2.3 Схема распределительного устройства цеха от секции НН ПС.....	46
2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	46
2.4 Расчет токов короткого замыкания .....	48
2.5 Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования ПС, РУ цехов .....	51
2.5.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС.....	51
2.5.2 Выбор трансформатора тока в распределительное устройство высокого напряжения .....	52
2.5.3 Выбор трансформатора напряжения в распределительное устройство высокого напряжения .....	55



2.5.4	Токоведущие части.....	57
2.5.5	Выбор и проверка силовых выключателей и комплектно-распределительного устройства на стороне НН ПС.....	57
2.5.6	Трансформаторы тока на стороне низкого напряжения и распределительных устройств цехов.....	60
2.5.7	Трансформаторы напряжения на секцию сборных шин низкого напряжения и распределительных устройств цехов.....	63
2.5.8	Выбор токоведущих частей распределительного устройства НН .....	64
2.5.9	Выбор изоляторов.....	66
2.5.10	Выбор предохранителей трансформаторов собственных нужд .....	67
2.5.11	Выбор аккумуляторной батареи .....	68
2.6	Режим заземления нейтралей трансформаторов .....	72
3	<b>ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ НА ПРОЕКТИРУЕМУЮ ПОДСТАНЦИЮ .....</b>	<b>73</b>
3.1	Электродвигатель 10 кВ.....	73
3.2	Трансформатор 10/0,4 несущий постоянную нагрузку .....	79
3.3	Кабельная линия.....	85
3.4	Секционный выключатель .....	93
3.5	Вводной выключатель.....	97
3.6	Трансформатор напряжения .....	101
3.7	Трансформатор 100/10 кВ.....	103
3.8	Воздушная линия.....	107
4	<b>ГАЗОХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ .....</b>	<b>113</b>
4.1	О газохроматографическом анализе .....	113
4.2	Выбор оборудования.....	114
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>117</b>
	<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>118</b>

Современные энергетические системы сложны: они состоят из сотен взаимосвязанных элементов, которые влияют друг на друга. Следовательно, общая глобальная задача должна быть разделена на локальные задачи, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы.

Задача проектирования электрических сетей состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие электрических сетей, обеспечивающих с наименьшими затратами снабжение потребителей электрической энергией.

Необходимость в развитии электрических сетей возникает при увеличении мощности потребителей электрической энергии, а также при вводе новых объектов промышленного, коммунального, сельскохозяйственного и т.п. назначения.

Развитие электроэнергетических систем осуществляется путем сооружения электрических станций, линий электропередачи, и понижающих подстанций.

Одним из решаемых вопросов данного дипломного проекта является проектирование подстанции цементного завода. Основные задачи, решаемые при проектировании, заключаются в выборе схемы соединения оборудования, определении потоков мощностей, в рациональном выборе числа и мощности трансформаторов, выборе линий электропередач и коммутационных аппаратов, аккумуляторной батареи. Осуществление правильных расчетов на каждом этапе проектирования способствует осуществлению общей задачи – проектированию наиболее оптимальной системы электроснабжения.

Разработка релейной защиты подстанции заключается в выборе необходимых видов РЗА, соответствующих типоразмеров устройств РЗА и расчёт уставок на стороне ВН и НН подстанции. Релейная защита должна соответствовать требованиям чувствительности, быстродействия, надёжности и селективности срабатывания.

# 1 ПРОЕКТ РАЗВИТИЯ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Анализ существующей схемы электрической сети района

### 1.1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

Электроэнергетические системы обладают особенностью, которая заключается в почти моментальной передаче к потребителям генерируемой энергии без возможности ее накопления. В следствии этого в установившемся режиме системы ежесекундно на электростанциях должна вырабатываться мощность, равная мощности потребителей и потерям в сети. То есть в электроэнергетической системе должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей.

Если в системе будет отсутствовать баланс мощностей, то будет наблюдаться снижение качества электроэнергии. Нарушение баланса активных мощностей ведет к изменению частоты сети: при избытке генерируемой мощности частота будет увеличиваться, а при недостатке уменьшаться. Нарушение баланса реактивных мощностей ведет к изменению уровня напряжения в сети: рост напряжение при избытке реактивной мощности, падение напряжения при недостатке.

#### 1.1.1.1 Баланс активных мощностей

Как говорилось ранее, система всегда должна получать столько электроэнергии от генераторов электростанций, сколько требуется всем потребителям на данный момент времени, принимая во внимание потери при передаче, то есть баланс активных мощностей при неизменной частоте описывается выражением:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}, \quad (1.1)$$

где  $\sum P_{Г}$  – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{П}$  – суммарное потребление активной мощности.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		11

Согласно исходным данным, баланс активных мощностей в проектируемом районе сети обеспечивается обменной мощностью с соседней энергосистемой (п/ст I). Этот узел генерирует количество активной мощности, необходимое, когда проектируемый район сети испытывает ее недостаток, или потребляет ее при избытке. Баланс мощности будет рассчитан в режиме максимальной нагрузки.

Суммарное потребление активной мощности в системе находится по формуле:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{сн}} + \sum P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{т}}, \quad (1.2)$$

где  $\sum P_{\text{н}}$  – суммарная нагрузка потребителей;

$\sum P_{\text{сн}}$  – собственные нужды электрических станций;

$\sum \Delta P_{\text{л}}$  – потери мощности в линиях электропередачи;

$\sum \Delta P_{\text{т}}$  – потери мощности в трансформаторах.

Суммарная нагрузка потребителей складывается из нагрузок всех подстанций в данном районе сети:

$$\sum P_{\text{н}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{\text{ЭС-1}} + P_{\text{ЭС-2}}, \quad (1.3)$$

где  $P_1 \dots P_{\text{ЭС-2}}$  – мощности подстанций энергосистемы из исходных данных.

Собственные нужды электрических станций составляют 6% от генерируемой ими мощности [1]. Тогда суммарная мощность на собственные нужды находится по формуле:

$$\sum P_{\text{сн}} = P_{\text{сн1}} + P_{\text{сн2}} = 0,06 \cdot (P_{\text{Г1}} + P_{\text{Г2}}), \quad (1.4)$$

где  $P_{\text{сн1}}$  и  $P_{\text{сн2}}$  – мощности собственных нужд электростанций ЭС-1 и ЭС-2 соответственно;

$P_{\text{Г1}}$  – суммарная установленная активная мощность генераторов на электростанции ЭС-1;

$P_{\text{Г2}}$  – суммарная установленная активная мощность генераторов на электростанции ЭС-2.

Потери мощности в линиях электропередач и в трансформаторах можно принять равными 2...3% и 1,2...1,5% от мощности всех нагрузок соответственно [1]:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,025 \cdot \sum P_{\text{н}}; \quad (1.5)$$

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0,012 \cdot \sum P_{\text{н}}. \quad (1.6)$$

Подставляя числовые значения в формулы (1.3) – (1.6), получим:

$$\sum P_{\text{н}} = 35 + 44 + 35 + 8 + 4 + 24 + 55 + 21 + 40 + 60 = 326 \text{ МВт};$$

$$\sum P_{\text{сн}} = 0,06 \cdot (220 + 110) = 19,8 \text{ МВт};$$

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,025 \cdot 326 = 8,15 \text{ МВт};$$

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0,012 \cdot 326 = 3,912 \text{ МВт}.$$

Тогда суммарное потребление активной мощности по формуле (1.2):

$$\sum P_{\text{п}} = 326 + 19,8 + 8,15 + 3,91 = 357,86 \text{ МВт}.$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций:

$$\sum P_{\text{г}} = \sum P_{\text{г1}} + \sum P_{\text{г2}} = (60 + 25 + 25) + (2 \cdot 110) = 330 \text{ МВт}.$$

Определим необходимую обменную мощность с соседней энергосистемой:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{г}} - \sum P_{\text{п}} = 330 - 357,86 = -27,86 \text{ МВт}$$

Обменная мощность отрицательная, следовательно, в рассматриваемой сети наблюдается недостаток активной мощности. Для обеспечения баланса необходимо получать данную мощность от балансирующего узла, которым является подстанция 1.

#### 1.1.1.2 Баланс реактивной мощности

Аналогично предыдущему пункту произведем расчет баланса реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей при неизменном напряжении описывается выражением:

$$\sum Q_{\text{г}} + \sum Q_{\text{з}} = \sum Q_{\text{п}}, \quad (1.7)$$

где  $\sum Q_{\text{г}}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_{\text{з}}$  – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$\sum Q_{\text{п}}$  – суммарное потребление реактивной мощности.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Суммарная генерируемая реактивная мощность электростанций

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Gamma 1} + \sum Q_{\Gamma 2}, \quad (1.8)$$

где  $Q_{\Gamma 1}$  и  $Q_{\Gamma 2}$  – реактивные мощности, вырабатываемые на ЭС-1 и ЭС-2 соответственно. Для их нахождения необходимо знать коэффициенты мощности генераторов. Для генераторов с водородным или жидкостным охлаждением мощностью до 110 МВт коэффициент мощности принимается равным 0,8 [1].

Найдем  $\operatorname{tg} \varphi$  для данного коэффициента мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg}(\arccos(0,8)) = 0,75.$$

Теперь можем найти производимые реактивные мощности электростанций:

$$\sum Q_{\Gamma 1} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{60} + 2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{25} = 0,75 \cdot 60 + 2 \cdot 0,75 \cdot 25 = 82,5 \text{ МВАр};$$

$$\sum Q_{\Gamma 2} = 2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{110} = 2 \cdot 0,75 \cdot 110 = 165 \text{ МВАр}.$$

Получившиеся значения подставим в формулу (1.8):

$$\sum Q_{\Gamma} = 82,5 + 165 = 247,5 \text{ МВАр}.$$

Зарядная мощность линий находится по следующей формуле:

$$\sum Q_3 = q_3 \cdot \sum l_{ij}, \quad (1.9)$$

где  $\sum l_{ij}$  – суммарная длина линий 110 кВ, без учета линий 35 кВ;  $q_3$  – относительная зарядная мощность линий на км длины, для линий 110 кВ принимается равной 30 кВАр/км.

Подставим значения длин линий в формулу (1.9), при этом учтем, что длина двухцепной линии умножается на 2:

$$\begin{aligned} \sum Q_3 &= 30 \cdot (45 + 55 + 50 + 35 + 40 + 40 + 50 + 60 + 25 + 40 + 30 + 35) \\ &= 15,15 \text{ МВАр}. \end{aligned}$$

Суммарная потребляемая реактивная мощность в энергосистеме:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{Н}} + \sum Q_{\text{СН}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}}, \quad (1.10)$$

где  $\sum Q_{\text{Н}} = \sum P_{\text{Н}} \cdot \operatorname{tg} \varphi$  – суммарная реактивная нагрузка потребителей;

$\sum Q_{\text{СН}}$  – собственные нужды электрических станций;

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР					

$\Sigma \Delta Q_{\text{л}}$  – потери реактивной мощности в линиях электропередачи (4...6% от модуля полной передаваемой по линии мощности);

$\Sigma \Delta Q_{\text{т}}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах;

Суммарная реактивная нагрузка потребителей:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{н}} &= Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_{\text{ЭС-1}} + Q_{\text{ЭС-2}} = & (1.11) \\ &= P_2 \cdot \text{tg}\varphi_2 + P_3 \cdot \text{tg}\varphi_3 + P_4 \cdot \text{tg}\varphi_4 + P_{41} \cdot \text{tg}\varphi_{41} + P_{42} \cdot \text{tg}\varphi_{42} + P_5 \cdot \text{tg}\varphi_5 + \\ & \quad P_6 \cdot \text{tg}\varphi_6 + P_7 \cdot \text{tg}\varphi_7 + P_{\text{ЭС-1}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ЭС-1}} + P_{\text{ЭС-2}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ЭС-2}}. \end{aligned}$$

Собственные нужды электрических станций:

$$\sum Q_{\text{сн}} = \text{tg}\varphi_{\text{сн}} \cdot \sum P_{\text{сн}}, \quad (1.12)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{сн}} = 0,62 \div 0,75$  – коэффициент мощности механизмов собственных нужд.

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор. В сети присутствуют 2 типа трансформаторов: 10/110 кВ на электростанциях и 110/35 кВ на подходе к кольцевой части сети:

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = \Sigma Q_{\text{э/ст}} + \Sigma Q_{35}. \quad (1.13)$$

Суммарные потери в трансформаторах 10/110 кВ:

$$\Sigma Q_{\text{э/ст}} = 0,09 \cdot \sum Q_{\text{г}} = 0,09 \cdot 247,5 = 22,275$$

Суммарные потери в трансформаторах кольцевой сети:

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{35} &= 0,09(P_4 \cdot \text{tg}\varphi_4 + P_{41} \cdot \text{tg}\varphi_{41} + P_{42} \cdot \text{tg}\varphi_{42}) = \\ &= 0,09(35 \cdot 0,48 + 8 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,48) = 2,009 \text{ МВАр}. \end{aligned}$$

Суммарные потери в ЛЭП:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0,06 \cdot Q_{\text{г}}. \quad (1.14)$$

Подставим имеющиеся значения в формулы (1.11) – (1.13):

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{н}} &= 35 \cdot 0,48 + 44 \cdot 0,51 + 35 \cdot 0,48 + 8 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,48 + 24 \cdot 0,45 + 55 \\ & \quad \cdot 0,62 + 21 \cdot 1,02 + 40 \cdot 0,48 + 60 \cdot 0,56 = 179,96 \text{ МВАр}; \end{aligned}$$

$$\sum Q_{\text{сн}} = 0,75 \cdot 19,8 = 13,86 \text{ МВАр};$$

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = 22,275 + 2,009 = 24,284 \text{ МВАр};$$

					<i>Лист</i>
					15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0,06 \cdot 247,5 = 14,85 \text{ МВАр.}$$

Полученные значения подставляются в (1.10):

$$\sum Q_{\text{п}} = 179,96 + 13,86 + 24,284 + 14,85 = 232,334 \text{ МВАр.}$$

Найдем суммарную реактивную мощность левой части выражения (1.7):

$$15,15 + 247,5 = 262,65 \text{ МВАр.}$$

Расхождение левой и правой части объясняется обменом мощностью с соседней энергосистемой. Посчитаем ее значение:

$$Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}} - \left( \sum Q_{\text{з}} + \sum Q_{\text{г}} \right) = 232,954 - 262,65 = -29,7 \text{ МВАр.}$$

Так как число получилось отрицательное, это означает, что в системе наблюдается избыток реактивной мощности.

Мощность базисного узла составляет  $27,86 - j29,7$  МВАр. При этом коэффициент мощности системы составляет  $\text{tg}\varphi = \frac{P_{\text{с}}}{Q_{\text{с}}} = \frac{29,7}{27,86} = 1,066$ . Так как данный коэффициент мощности превышает заданный, который составляет  $\text{tg}\varphi = 0 \dots 0,35$ , необходимо установить в системе дополнительные компенсирующие устройства или повысить коэффициент мощности за счет понижения величины тока возбуждения.

Прежде чем находить мощность КУ, необходимо найти максимальную обменную реактивную мощность:

$$Q'_{\text{с}} = -(0,35 \cdot P_{\text{с}}) = -(0,35 \cdot 27,86) = -9,751 \text{ МВАр.}$$

Найдем необходимую мощность КУ:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ку}} &= \sum Q_{\text{п}} - \left( Q'_{\text{с}} + \sum Q_{\text{з}} + \sum Q_{\text{г}} \right) = 232,954 - 262,65 + 9,751 = \\ &= -19,945 \text{ МВАр.} \end{aligned}$$

Таким образом 9,751 МВАр отдаются в соседнюю энергосистему через базисный узел и 19,945 МВАр необходимо компенсировать.

Так как мощность компенсации составляет небольшую часть от общей генерируемой мощности, то выбираем вариант с изменением коэффициента

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16



мощности генераторов. При изменении тока возбуждения необходимо учесть устойчивость его работы.

Наметим к изменению снижение на 10 МВАр на каждом из генераторов 110 МВт.

Проверим устойчивость их работы с новыми параметрами:

$$\cos_{110} \left( \arctg \left( \frac{82,5 - 8}{110} \right) \right) = 0,835;$$

Найденная величина обеспечивают устойчивую работу каждого генератора.

### 1.1.2 Анализ схемы электрической сети района

Анализ существующей энергетической сети района включает в себя учет ее работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономической эффективности. На первом этапе проверяется сеть 35 кВ, ее трансформаторы и трансформаторы имеющейся электростанции. Анализ сети 110 кВ не может быть обоснован до тех пор, пока не будут подключены ЭС-2 и подстанции 6 и 7.

#### 1.1.2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая, источником питания являются шины 35 кВ п/ст 4.

Необходимо будет провести реконструкцию, если самые большие токи в линиях  $I_{нб}$  превысят допустимые для данных сечений или если наибольшие потери напряжения превысят допустимое значение  $\Delta U_{дон}$ . Чтобы проверить условия, эта сеть будет рассчитана в максимальном, минимальном и аварийном режимах, когда одна из линий сети отключена.

По справочным данным [1] определим погонные параметры ВЛЭП:

— для провода АС-50/8:

$$r_{01} = 0,603 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_{01} = 0,36 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

— для провода АС-70/11:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$r_{02} = 0,429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_{02} = 0,432 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Параметры линий электропередачи представлены в таблице 6.

Допустимые длительные токи для заданных сечений взяты из справочной литературы [1] и также приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры линий электропередачи

Параметры	Линии электропередачи		
	4-41 АС-70/11 20 км	41-42 АС-50/8 8 км	4-42 АС-50/8 15 км
$r_i, \text{Ом}$	8,572	4,824	9,045
$x_i, \text{Ом}$	8,64	2,88	5,4
$I_{\text{доп}}, \text{А}$	265	210	210

Расчет режима максимальных нагрузок:

Перейдём к схеме на рисунке, разрезав сеть 35 кВ по п/ст 4 (рисунок 2).

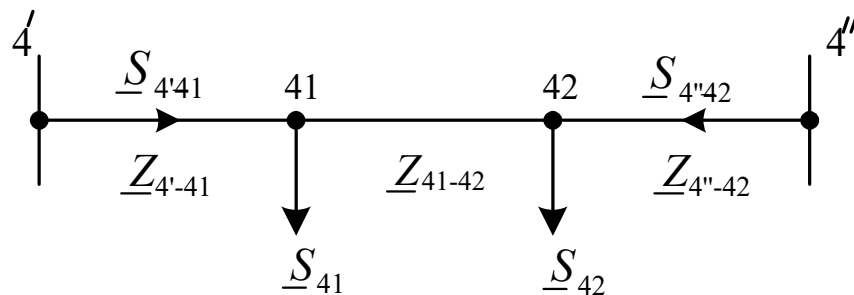


Рисунок 2 – Расчетная схема

Рассчитаем потоки мощности на головных участках сети.

Участок 4'-41:

$$\underline{S}_{4'-41} = \frac{\underline{S}_{41} \left( \underline{Z}_{4''-42}^* + \underline{Z}_{41-42}^* \right) + \underline{S}_{42} \left( \underline{Z}_{4''-42}^* \right)}{\underline{Z}_{4'-41}^* + \underline{Z}_{41-42}^* + \underline{Z}_{4''-42}^*}, \quad (1.14)$$

Участок 4''-42:

$$\underline{S}_{4''-42} = \frac{\underline{S}_{42} \left( \underline{Z}_{4'-41}^* + \underline{Z}_{41-42}^* \right) + \underline{S}_{41} \left( \underline{Z}_{4'-41}^* \right)}{\underline{Z}_{4'-41}^* + \underline{Z}_{41-42}^* + \underline{Z}_{4''-42}^*}, \quad (1.15)$$

где  $\underline{S}_{41} = P_{41} + jQ_{41}$  – полная мощность нагрузки подстанции 41;

$\underline{S}_{42} = P_{42} + jQ_{42}$  – полная мощность нагрузки подстанции 42;

$\underline{Z}_i = R_i + jX_i$  – полное сопротивление линий сети.

Подставим имеющиеся значения в (1.14) и (1.15):

$$\begin{aligned}\underline{S}_{4'-41} &= \frac{(8 + j3,6) \cdot (4,824 - j2,88 + 9,045 - j5,4) + (4 + j1,92) \cdot (9,045 - j5,4)}{8,572 - j8,64 + 4,824 - j2,8 + 9,045 - j5,4} \\ &= 5,762 + j3,429 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{S}_{4''-42} &= \\ &= \frac{(4 + j1,92) \cdot (4,824 - j2,88 + 8,572 - j8,64) + (8 + j3,6) \cdot (8,572 - j8,64)}{8,572 - j8,64 + 4,824 - j2,8 + 9,045 - j5,4} \\ &= 6,238 + j2,091 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Сделаем проверку:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{4'-41} + \underline{S}_{4''-42} &= \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42}; & (1.16) \\ 5,762 + j3,429 + 6,238 + j2,091 &= 8 + j3,6 + 4 + j1,92 \\ 12 + j5,52 &= 12 + j5,52\end{aligned}$$

Условие выполняется.

По балансу мощности определим поток на участке 41-42:

$$S_{41-42} = S_{4'-41} - S_{41} = 5,762 + j3,429 - 8 - j3,6 = -2,238 - j0,171 \text{ МВА.}$$

Значит, точка потокораздела – подстанция 41. Потокораспределение представлено на рисунке 3.

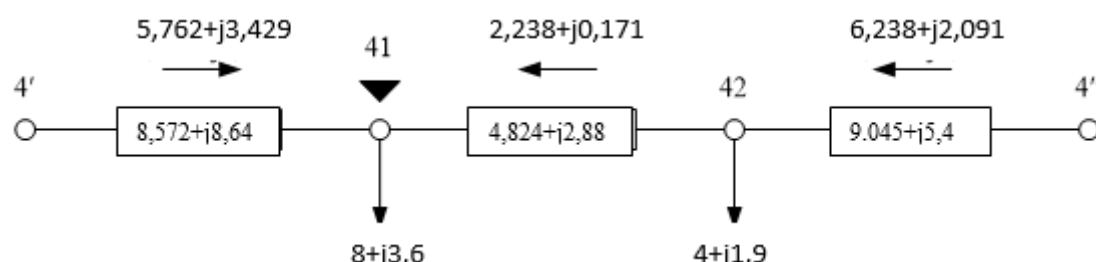


Рисунок 3 – Потокораспределение сети 35 кВ

Определяется наибольшая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{нб}}$  как сумма потерь напряжения на участках между источником питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{\text{нб}} = U_{4'-41} = \Delta U_{4''-42} + U_{42-41}, \quad (1.17)$$

при этом для любого участка:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{\text{ном}}}, \quad (1.18)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $r_i$ ,  $x_i$  – соответственно потоки активной и реактивной мощности на участке сети, его активное и реактивное сопротивления.

Участок 41-42:

$$\Delta U_{41-42} = \frac{P_{41-42} \cdot r_{41-42} + Q_{41-42} \cdot x_{41-42}}{U_{\text{ном}}} = \frac{2,238 \cdot 4,824 + 0,17 \cdot 2,88}{35} = 294 \text{ В.}$$

Участок 4''-42:

Получившиеся значения подставляем в (1.17):

$$\Delta U_{\text{нб}} = 294 + 1289 = 1583 \text{ кВ.}$$

Согласно ГОСТ 13109-97 п. 5.2 нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

Сопоставляется полученное значение с допустимым значением потери напряжения  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,05 \cdot 35 = 1,75 \text{ кВ}$  – наибольшая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{нб}} = 1,583 \text{ кВ}$  не превышает допустимую, поэтому реконструкция не требуется.

Для проведения в дальнейшем технико-экономических расчётов (ТЭР) рассчитываются потери мощности для всех участков сети:

$$\Delta P = \frac{(P_{4'-41}^2 + Q_{4'-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} r_{4'-41} + \frac{(P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} r_{42-41} + \frac{(P_{4''-42}^2 + Q_{4''-42}^2)}{U_{\text{ном}}^2} r_{4''-42}; \quad (1.19)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{4'-41}^2 + Q_{4'-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} x_{4'-41} + \frac{(P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} x_{42-41} + \frac{(P_{4''-42}^2 + Q_{4''-42}^2)}{U_{\text{ном}}^2} x_{4''-42}, \quad (1.20)$$

где  $\Delta P_i$ ,  $\Delta Q_i$  – потери мощности на участках сети.

Подставляются числовые значения в формулы (1.19), (1.20):

$$\Delta P = \frac{(5,762^2 + 3,43^2)}{35^2} \cdot 8,572 + \frac{(2,238^2 + 0,17)}{35^2} \cdot 4,824 + \frac{(6,238^2 + 2,09^2)}{35^2} \cdot 9,045 = 0,425 \text{ МВт.}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$\Delta Q = \frac{(5,762^2 + 3,43^2)}{35^2} \cdot 8,64 + \frac{(2,238^2 + 0,17)}{35^2} \cdot 2,88 + \frac{(6,238^2 + 2,09^2)}{35^2} \cdot 5,4 = 0,315 \text{ МВАр.}$$

### 1.1.2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

В силу того, что в рассматриваемой сети потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях.

Проанализируем работу трансформаторов п/ст 4 (2хТМТН-6300/110).

— в нормальном режиме работы:

$$\frac{S_{H(\text{макс})}}{n_T \cdot S_T} = k_3 \leq 0,7, \quad (1.21)$$

где  $S_{H(\text{макс})} = S_4 + S_{41} + S_{42}$  — полная мощность, проходящая через трансформаторы в режиме максимальных нагрузок;

$n_T = 2$  — количество трансформаторов, установленных на п/ст ;

$S_T = 6,3$  — единичная мощность трансформаторов, МВА;

$k_3$  — коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, не превышающий 0,7.

В аварийном режиме, когда отключается один трансформатор,  $k_3$  принимается не больше 1,4 ( $k_{ав} \leq 1,4$ ).

В аварийном режиме, когда отключается один трансформатор, вся нагрузка переходит на другой трансформатор, следовательно,  $k_3$  увеличивается в два раза. Данный коэффициент обозначается  $k_{ав}$  и называется коэффициентом аварийной перегрузки. По условиям электроснабжения принимается не больше 1,4.

$$\frac{S_H}{(n_T - 1) \cdot S_T} = k_{ав} \leq 1,4. \quad (1.22)$$

Подставим числовые значения в формулу (1.22):

$$k_{ав} = \frac{|35 + j16,8 + 8 + j3,6 + 4 + j1,92|}{1 \cdot 6,3} = 4,129.$$

Коэффициент загрузки трансформатора больше допустимого значения. Для того, чтобы нагрузка не превышала 1,4 необходимо заменить существующие

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

трансформаторы более мощными. Сведения по проверке трансформаторов занесены в таблицу 7.

На электростанции ЭС-1 используется схема блока генератор-трансформатор, то есть трансформатор должен пропустить всю выработанную генератором энергию.

Поскольку на ЭС-1 есть два трансформатора для разных генераторов, рассчитаем загрузку на каждый трансформатор. Проверим в первую очередь трансформатор блока генератор-трансформатор, где мощность генератора равна 60 МВт. В блоке установлен трансформатор ТДЦ-80000/110. Мощность нагрузки на генераторном напряжении в данном блоке не потребляется.

Мощность, передаваемая через трансформатор при работе генератора:

$$S = \sqrt{(P_{\Gamma} - P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\Gamma} - Q_{\text{сн}})^2}, \quad (1.23)$$

где  $P_{\Gamma}, Q_{\Gamma}$  – активная и реактивная мощности генератора 60 МВт;

$P_{\text{сн}}, Q_{\text{сн}}$  – активная и реактивная мощности собственных нужд, потребляемые генерируемой мощностью.

$$S = \sqrt{(60 - 0,06 \cdot 60)^2 + (45 - 0,06 \cdot 45)^2} = 70,61 \text{ МВА.}$$

Проверяется выполнение условия (1.21):

$$\frac{70,61}{1 \cdot 80} = 0,88 > 0,7.$$

Условие не выполняется – требуется реконструкция.

Далее проверяется трансформатор, подключенный к шине 10,5 кВ, которую питают два генератора мощностью 25 МВт каждый. Данный трансформатор ТДН-10000/110 при этом должен быть рассчитан на всю мощность, идущую от шин 10,5 в сеть 110 кВ.

Мощность, передаваемая через трансформатор, в режиме минимальных нагрузок потребителей на шинах генераторного напряжения:

$$S_{\text{min}} = \sqrt{\left(\sum P_{\Gamma} - 0,7 \cdot P_{\text{ЭС-1}} - P_{\text{сн}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\Gamma} - 0,7 \cdot Q_{\text{ЭС-1}} - Q_{\text{сн}}\right)^2}, \quad (1.24)$$

где  $\sum P_{\Gamma}, \sum Q_{\Gamma}$  суммарные активная и реактивная мощности двух генераторов.

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР				

$$S_{min} = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 40 - 0,06 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,88 - 0,7 \cdot 40 \cdot 0,48 - 0,06 \cdot 50 \cdot 0,7)^2}$$

$$= 34,22 \text{ МВА.}$$

Мощность, передаваемая через трансформатор, в режиме максимальных нагрузок потребителей на шинах генераторного напряжения:

$$S_{max} = \sqrt{\left(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{ЭС-1}} - P_{\text{СН}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{ЭС-1}} - Q_{\text{СН}}\right)^2}, \quad (1.25)$$

$$S_{max} = \sqrt{(50 - 40 - 0,06 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,88 - 40 \cdot 0,48 - 0,06 \cdot 50 \cdot 0,7)^2}$$

$$= 23,755 \text{ МВА.}$$

Мощность в послеаварийном режиме при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей:

$$S_{ав} = \quad (1.26)$$

$$= \sqrt{\left(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma.макс} - P_{\text{ЭС-1}} - P_{\text{СН}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma.макс} - Q_{\text{ЭС-1}} - Q_{\text{СН}}\right)^2},$$

где  $P_{\Gamma.макс}$ ,  $Q_{\Gamma.макс}$  – активная и реактивная мощность наиболее мощного генератора, но так как генераторы одинаковой мощности, то принимаем, что отключился один любой из двух.

$$S_{ав} = \sqrt{(50 - 25 - 40 - 0,06 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,88 - 22 - 40 \cdot 0,48 - 0,06 \cdot 50 \cdot 0,7)^2}$$

$$= 18,014 \text{ МВА.}$$

Наибольшая передаваемая мощность в режиме максимальных нагрузок  $S_{\text{ТНБ}} = S_{min}$ .

$$\frac{S_{\text{ТНБ}}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{T}}} = \frac{34,22}{1 \cdot 10} = 3,422 \geq 0,7.$$

Следовательно, трансформатор ТДН-10000/110 необходимо заменить на более мощный. Сведения по проверке трансформаторов занесены в таблицу 7.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 7 – Сведения по проверке трансформаторов

Объект	п/ст 4	ЭС-1 Блок 25+25 МВт	ЭС-1 Блок 60 МВт
Мощность в рабочем режиме, МВА	38,8	23,8	70,61
Мощность в послеаварийном режиме, МВА	77,6	18	–
Число трансформаторов	2	1	1
Номинальная мощность трансформатора, МВА	6,3	10	80
Нагрузка трансформатора в нормальном режиме, %	206,45	342,2	88
Нагрузка трансформатора в аварийном режиме, %	412,9	-	–
Примечание	Подлежит реконструкции		

## 1.2 Выбор варианта развития схемы электрической сети

### 1.2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

Номинальное напряжение отдельной линии электропередачи определяется мощностью, передаваемой по линии, и расстоянием, на которое эта мощность передается. В связи с этим имеется несколько эмпирических формул для выбора номинального напряжения линии. Будет использоваться эмпирическая формула Илларионова:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.27)$$

где  $U_{\text{ЭК}}$  – экономически выгодное напряжение, кВ;

$L$  – длина линии электропередачи, км;

$P$  – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

По формуле (1.25) рассчитывается экономически выгодное напряжение проектируемых линий 6', 6'', 7', 7'', II' и II'':



$$U_{II'э\kappa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{(2 \cdot 110 - 13,2 - 60)/2}}} = 150,65 \text{ кВ};$$

$$U_{II''э\kappa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{(2 \cdot 110 - 13,2 - 60)/2}}} = 153,6 \text{ кВ};$$

$$U_{6'э\kappa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{55/2}}} = 94,95 \text{ кВ};$$

$$U_{6''э\kappa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{55/2}}} = 98,3 \text{ кВ};$$

$$U_{7'э\kappa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{21/2}}} = 62,65 \text{ кВ};$$

$$U_{7''э\kappa} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{35} + \frac{2500}{21/2}}} = 62,9 \text{ кВ}.$$

Предварительная оценка номинального напряжения показала, что номинальное напряжение следует принять равным 110 кВ.

Выбор номинального напряжения электрической сети является в общем случае задачей технико-экономического сравнения различных вариантов. Здесь, как правило, необходимо учитывать затраты не только на линии электропередачи, но и на подстанции.

Поскольку рассматриваемый район электрической сети выполнен на напряжении 110 кВ, номинальное напряжение проектируемых линий принимаем также равным 110 кВ.

### 1.2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2

Из всех условий, влияющих на выбор схемы, можно выделить основные требования [2]:

- надежность электроснабжения потребителей,
- приспособленность к проведению ремонтных работ,

- оперативная гибкость электрической схемы,
- экономическая целесообразность.

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (количество генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между распределительными устройствами (РУ) различных напряжений и соединения между этими РУ.

Структурные схемы электростанций могут быть блочными, с главным распределительным устройством генераторного напряжения (ГРУ) и комбинированными. Схемы выдачи электроэнергии современных электростанций характерны блочным соединением генераторов с трансформаторами.

Так как на электростанции идет потребление мощности на собственные нужды  $S_{сн}$ , то будет использоваться схема с ГРУ, откуда эта мощность будет потребляться. От ГРУ будут установлены два повышающих трансформатора, обеспечивающих резервирование, и подключены к шинам высокого напряжения 110 кВ. Структурная схема представлена на рисунке 4.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		26

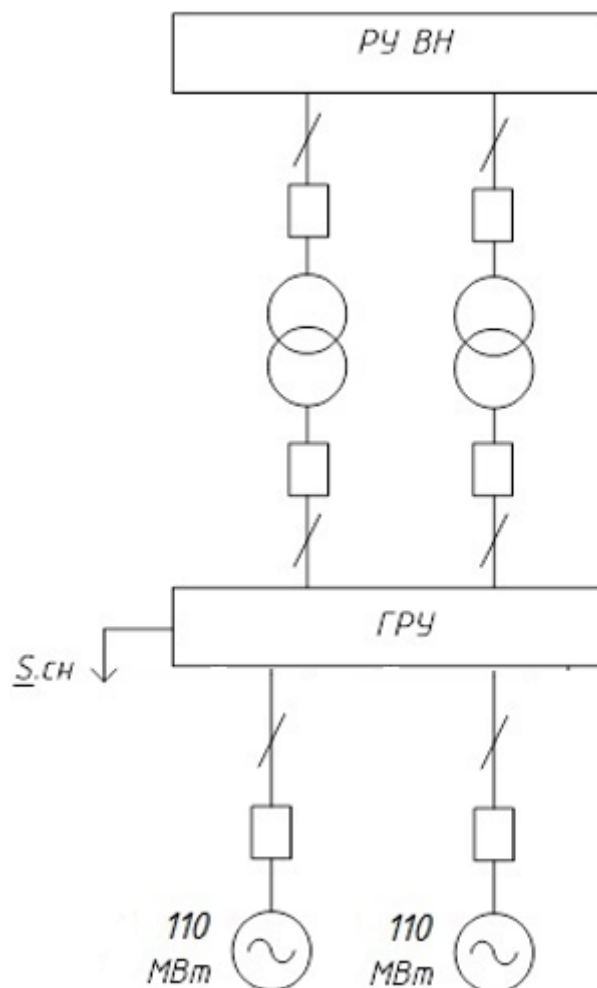


Рисунок 4 – Структурная схема электростанции ЭС-2

### 1.2.3 Замена трансформаторов в существующей сети

В результате анализа работы трансформаторов в п. 1.1.2.2, установленных в системе было выявлено, что необходима замена всех имеющихся в системе трансформаторов более мощными.

Мощность, проходящая через трансформатор ТДН-10000/110 на ЭС-1 максимальна в режиме минимальных нагрузок потребителей на шинах генераторного напряжения и равна 34,2 МВА. Новый трансформатор должен быть пригоден для пропуска всей данной мощности. Выбирается трансформатор типа ТДЦ-40000/110. Тогда по (1.21):

$$\frac{S_{\text{Тнб}}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т}}} = \frac{34,2}{1 \cdot 63} = 0,54 \leq 0,7.$$

Условие выполняется. Трансформатор типа ТД-63000/110 подходит.

Через трансформатор ТДЦ-80000/110 проходит 70,61МВА энергии. Принимаем к установке больший по мощности ТДЦ-100000/110. Найдем коэффициент загрузки:

$$\frac{S_{\text{ТНб}}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т}}} = \frac{70,61}{1 \cdot 100} = 0,70 \leq 0,7.$$

Найденное значение удовлетворяет неравенству, поэтому можем принять данный трансформатор.

На подстанцию 4 выбираются два трансформатора типа ТДТН-40000/110. Тогда  $k_{\text{ав}}$  будет равен:

$$k_{\text{з}} = \frac{S_{\text{Н(макс)}}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т}}} = \frac{|35 + j16,8 + 8 + j3,6 + 4 + j1,92|}{1 \cdot 40} = 1,3 \leq 1,4.$$

Что удовлетворяет условию. Следовательно, данные трансформаторы подходят.

#### 1.2.4 Выбор конфигурации сети

Конфигурация электрической сети определяется схемой подключения основных объектов энергосистемы, чтобы гарантировать потребителям надежную и экономичную поставку электроэнергии высокого качества.

Так как в рассматриваемом районе электрической сети находятся потребители второй категории то согласно п 1.2.20 [3] к обеспечению их электричеством предъявляются следующие требования:

- в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;
- перерывы электроснабжения допустимы на время, которое занимает включение резервного питания, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания.

Так как проектируемые подстанции расположены друг от друга и от других объектов на существенном расстоянии, то их питание осуществляется отдельными линиями.

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР					

С учётом выше сформулированных требований, можно выделить несколько вариантов электроснабжения вводимых объектов:

Электроснабжение подключаемой нагрузки 6 может осуществляться:

1. двумя одноцепными линиями 6' и 6'';
2. одной двухцепной линией 6';
3. одной двухцепной линией 6''.

Электроснабжение подключаемой нагрузки 7 может осуществляться:

1. двумя одноцепными линиями 7' и 7'';
2. одной двухцепной линией 7';
3. одной двухцепной линией 7''.

Электроснабжение подключаемой электростанции ЭС-2 осуществляется

1. двумя одноцепными линиями II' и II'';
2. одной двухцепной линией II';
3. одной двухцепной линией II''.

С помощью программы NetWorks найдем наиболее оптимальную схему, провода для её подключения, а также линии, которые необходимо реконструировать.

При проверке схем с использованием одной двухцепной линией II' и одной двухцепной линией II''. Выяснилось, что система становится непригодной для использования, поэтому в дальнейшем все варианты будут использовать только вариант подключения ЭС-2 с помощью двух двухцепных линий II' и II'' (2хАС-240/32). Результаты проверки будут сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные по реконструкции линий

Хар-тика Линии	$\Delta P$ , МВт	$\Delta Q$ , МВАр	Провода	Реконструкция
2x6'; 2x7'	Не обеспечивает нормальный режим работы системы			
2x6'; 2x7''	15,588	34,78	2хАС-185/29; 2хАС-70/11	шина 35-42
2x6'; 7'; 7''	15,389	35,665	2хАС-185/29; АС-70/11;	2-5; шина 35-42

			АС-185/29;	
2x6''; 2x7'	15,94	37,252	2xАС-185/29; 2xАС-70/11	4-3; шина35-42
2x6''; 2x7''	Не обеспечивает нормальный режим работы системы			
2x6''; 7'; 7''	14,767	34,278	2xАС-185/29; АС-95/16; АС-70/11	2-5; 4-3; шина35-42
6'; 6''; 2x7'	14,986	34,822	АС-120/19; АС-240/32; 2xАС-95/16	2-5; шина 35-42
6'; 6''; 2x7''	14,25	32,836	АС-185/29; АС-185/29; 2xАС-70/11	2-5; 4-3; шина35-42
6'; 6''; 7'; 7''	14,439	33,407	АС-185/29; АС-185/29; АС-70/11; АС-120/19	2-5; 4-3; шина35-42

Обоснованием для выбора проводов подключения новых объектов и реконструкции старых является экономическая плотность тока, номинальное значение которой для проводов АС при максимуме нагрузки в год более 5000 часов является  $j = 1.0 \text{ А/мм}^2$ , при этом допускается двукратное превышение нормированного значения [3]. Все линии проходят по допустимому току.

Анализируя таблицу, делаем вывод, что стоимость сооружения и реконструкции ЛЭП во всех вариантах примерно одинакова, поэтому выбор конфигурации сети осуществляется по величине потерь мощности в линиях. Наименьшие потери мощности наблюдаются в предпоследнем варианте «6'; 6''; 2x7''», принимаем его.

В результате различных переключений при проверке каждого варианта конфигурации сети, были найдены необходимые изменения для снижения потерь

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР					

в сети. Приведем в таблице 9 эти изменения для выбранного варианта, а также принятые нововведения и реконструкции.

Таблица 9 – Результат выбора конфигурации сети

№	Элемент системы	Примечание
1	Линия п/ст 5 - п/ст 6	Одноцепная линия с АС-185/29
2	Линия п/ст 3 - п/ст 6	Одноцепная линия с АС-185/29
3	Линия п/ст 3 - п/ст 7	Двухцепная линия с АС-95/29
4	Трансформаторы 110/10 кВ на ЭС - 2	ПБВ +2,5%
5	Линия ЭС-2 - п/ст 2	Двухцепная линия с АС-240/32
6	Линия ЭС-2 - п/ст 4	Двухцепная линия с АС-240/32
7	Линия п/ст 2 - п/ст 5	Одноцепная линия с АС-240/32
8	Линия п/ст 3 - п/ст 4	Одноцепная линия с АС-185/29
9	Линия шины 35 кВ - п/ст 42	Одноцепная линия с АС-120/19
10	Генераторы 110 МВт	Уменьшение коэффициента мощности до 0,83
11	Генератор 60 МВт	Увеличение коэффициента мощности до 0,815
12	Генераторы 25 МВт	Увеличение коэффициента мощности до 0,808

Пункты 11 и 12 были дополнены после внесения в схему изменений, касающихся реконструкции существующих ЛЭП. После внесения в программу NetWorks новых значений потери мощности уменьшились до  $\Delta P = 11,659$  МВт и  $\Delta Q = 30,935$ , что существенно снижает расходы.

#### 1.2.5 Анализ работы электрической сети 110 кВ

Рассмотрим все возможные послеаварийные режимы сети, постоянно изменяя схему путём последовательного отключения одного из участков сети. Отключение двухцепной линии считаем маловероятным, поэтому рассмотрим отключение только одной цепи. Расчёт произведём в программе NetWorks.

Проанализируем все возможные послеаварийные режимы сети. Результаты расчётов занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Анализ работы электрической сети 110 кВ

№ откл. линии	№ линии				
	п/ст 1 – п/ст 2	п/ст 2 – п/ст 5	п/ст 2 – п/ст 4	п/ст 3 – п/ст 5	п/ст 4 – п/ст 3
норм. Режим	78,09	290,3 (171,39)	61,42	32,64	204,02
п/ст 1 – п/ст 2	189	309,34 (284,41)	70,41	32,34	214,61
п/ст 2 – п/ст 5	Отключение данной линии приводит к остановке всей системы, необходимо заменить данную линию двухцепной 2хАС-120/19.				
	89,53	285,52	75,93	41,14	221,6
п/ст 2 – п/ст 4	79,64	173,65	-	5,1	139,29
п/ст 3 – п/ст 5	76,81	166,84	40,29	-	152,54
п/ст 4 – п/ст 3	90,45	256,06	40,25	83,61	-
ЭС 1 – п/ст 3	86,74	170,43	48	4,46	164,26
ЭС 2 – п/ст 2	81,35	146,83	22,04	26,49	186,14
ЭС 2 – п/ст 4	92,67	189,72	112,4	16,95	114,91
п/ст 5 – п/ст 6	100,62	135,48	96,8	138,86	256,75
п/ст 3 – п/ст 6	82,31	196,7	16,84	99,77	105,8
п/ст 3 – п/ст 7	78,38	165,25	44,43	6,07	158,5
$I_{\text{нб п/ав}}$ , А	189	285,52	112,4	138,86	256,75
$I_{\text{доп}}$ , А	2х390	610 (2х390)	450	390	510
$K_3$	0,48	0,73	0,25	0,36	0,5



Продолжение таблицы 10

№ откл. линии	№ линии					
	ЭС 1 – п/ст 3	ЭС 2 – п/ст 2	ЭС 2 – п/ст 4	п/ст 5 – п/ст 6	п/ст 3 – п/ст 6	п/ст 3 – п/ст 7
норм. режим	199	218,2	329	188,16	162,83	78,89
п/ст 1 – п/ст 2	206,63	192,72	228,65	199,79	169,2	83
п/ст 2 – п/ст 5	202,33	183,85	223,97	187,22	173	80,64
п/ст 2 – п/ст 4	198,61	188,78	219,68	215,03	132,9	78,64
п/ст 3 – п/ст 5	197,04	199,96	203,15	200,42	145,81	77,8
п/ст 4 – п/ст 3	207,49	239,91	161,51	294,26	69,13	83,47
ЭС 1 – п/ст 3	378,78	197,95	207,33	212,13	136,3	78,72
ЭС 2 – п/ст 2	196,08	306,18	241,61	189,38	154,57	77,29
ЭС 2 – п/ст 4	201,08	245,98	311,83	230,76	121,88	79,97
п/ст 5 – п/ст 6	206,28	117,47	234,98	-	386,85	82,81
п/ст 3 – п/ст 6	194,47	212,26	189,93	360,84	-	76,44
п/ст 3 – п/ст 7	197,75	198,72	205,05	204,57	141,76	162,46
$I_{\text{нб п/ав}}, \text{А}$	378,78	306,18	329	360,84	386,85	162,46
$I_{\text{доп}}, \text{А}$	2x510	2x610	2x610	510	510	2x330
$K_3$	0,97	0,50	0,27	0,7	0,76	0,49

### 1.3 Расчет основных установившихся режимов работы сети

Задача расчёта режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и её потребители. Для определения состояния электрической сети рассмотрим следующие режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

— особо тяжелый послеаварийный режим, когда возникают максимальные потоки мощности при отключении наиболее загруженной линии. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

Расчёт режимов произведём в программе NetWorks.

### 1.3.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Полученные данные из программы NetWorks о загрузке линий представлены в таблице 11.

В таблице 12 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 11 – Данные о загрузке линий в режиме максимальных нагрузок

Линия		Марка провода	Р МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup>
УН	УК					
п/ст 1	п/ст 2	2хАС-120/19	13,54	74,22	390	0,618
п/ст 2	п/ст 5	2хАС-120/19	29,32	162,75	390	1,356
п/ст 2	п/ст 4	АС-150/24	6	41,96	450	0,28
п/ст 3	п/ст 5	АС-120/19	0,93	9	390	0,075
п/ст 4	п/ст 3	АС-185/29	27,81	155,38	510	0,84
ЭС-1 шины 110 кВ	п/ст 3	2хАС-185/29	31,59	197,05	510	1,073
ЭС-2 шины 110 кВ	п/ст 2	2хАС-240/32	37,21	199,03	610	0,829
ЭС-2 шины 110 кВ	п/ст 4	2хАС-240/32	35,88	203,73	610	0,849
шина 35 кВ	41	АС-70/11	5,66	100,37	265	1,434
42	41	АС-50/8	2,63	52,49	210	1,05
шина 35 кВ	42	АС-120/19	6,81	128,08	390	1,067
п/ст 5	п/ст 6	АС-185/29	33,83	202,04	510	1,092
п/ст 3	п/ст 6	АС-240/32	21,97	143,17	610	0,597
п/ст 3	п/ст 7	2хАС-95/16	10,69	77,81	330	0,819

Таблица 12 – Данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст 1	118	110	0
п/ст 2	115,64	110	-0,78
п/ст 5	110,54	110	-2,6
п/ст 4	113,88	110	-1,09
п/ст 3	110,93	110	-2,59
ЭС-1 шины 110 кВ	117,1	110	-1,27
ЭС-2 шины 110 кВ	120,43	110	1,88
п/ст 6	107,6	110	-3,93
п/ст 7	108,48	110	-2,84
п/ст 4	9,46	10	-5,4
п/ст 41	33,21	35	-5,1
п/ст 42	33,75	35	-3,57

В режиме максимальных нагрузок значения токов во всех ветвях сети не превышают значения допустимых длительных токов.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение -5,4% наблюдается на п/ст 4.

Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 5.

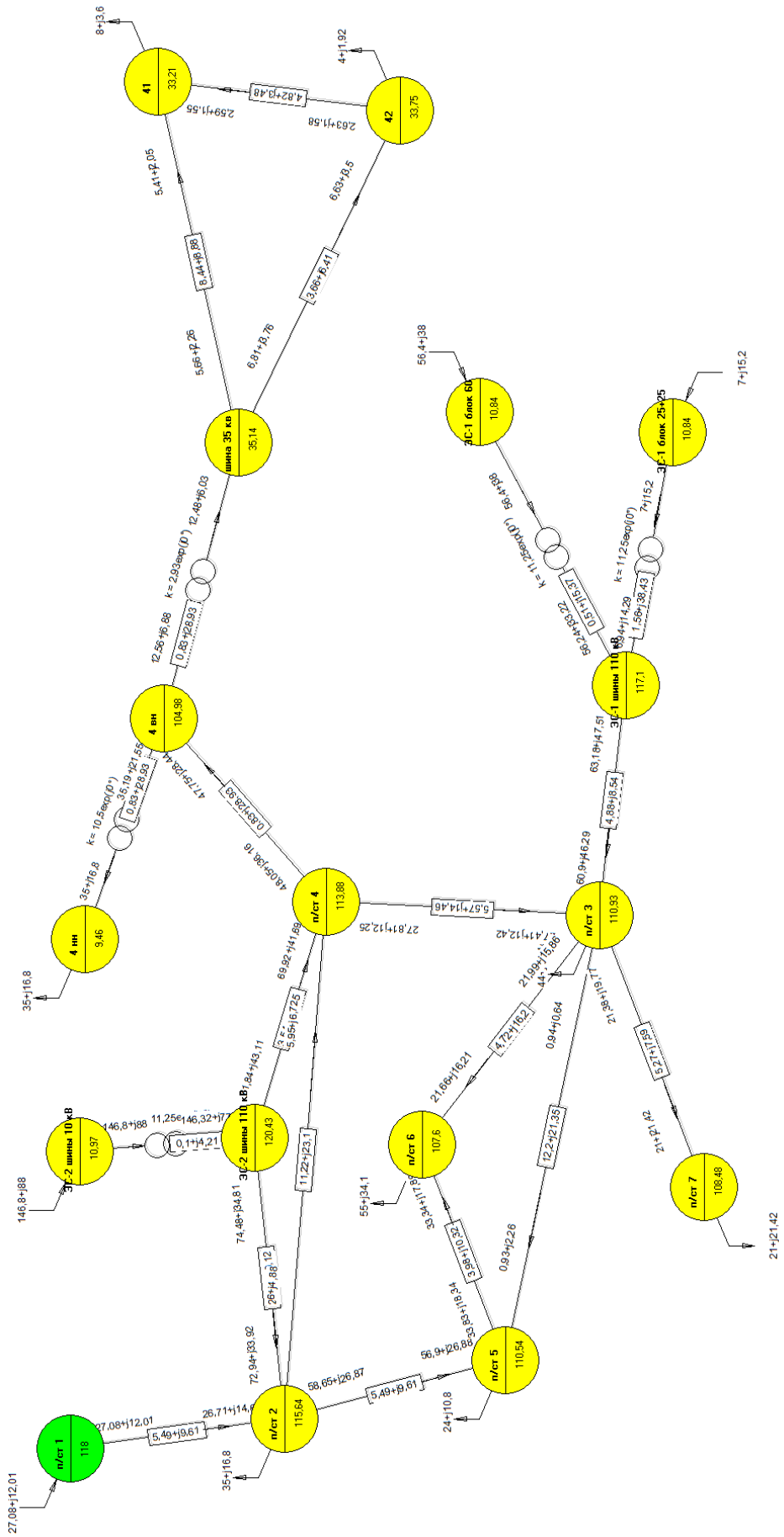


Рисунок 5 – Карта режима максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

### 1.3.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Данные аналогичные предыдущему пункту приведены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Данные о загрузке линий в режиме минимальных нагрузок

Линия		Марка провода	Р МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup>
УН	УК					
п/ст 2	п/ст 1	2хАС-120/19	0,93	11,57	390	0,096
п/ст 2	п/ст 5	2хАС-120/19	25,18	144,18	390	1,202
п/ст 2	п/ст 4	АС-150/24	0,39	16,32	450	0,109
п/ст 3	п/ст 5	АС-120/19	5,26	29,76	390	0,248
п/ст 4	п/ст 3	АС-185/29	24,47	143,3	510	0,775
ЭС-1 шины 110 кВ	п/ст 3	2хАС-185/29	37,57	225,43	510	1,108
ЭС-2 шины 110 кВ	п/ст 2	2хАС-240/32	44,95	249,94	610	1,041
ЭС-2 шины 110 кВ	п/ст 4	2хАС-240/32	37,1	215,57	610	0,898
шина 35 кВ	41	АС-70/11	5,67	101,84	265	1,455
42	41	АС-50/8	2,63	53,27	210	1,065
шина 35 кВ	42	АС-120/19	6,82	129,94	390	1,083
п/ст 5	п/ст 6	АС-185/29	30,21	184,97	510	1
п/ст 3	п/ст 6	АС-240/32	25,6	164,64	610	0,686
п/ст 3	п/ст 7	2хАС-95/16	10,7	78,66	330	0,828

Таблица 14 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст 1	113	110	0
п/ст 2	113,44	110	-0,02
п/ст 5	108,85	110	-1,6
п/ст 4	112,75	110	0,1
п/ст 3	109,83	110	-1,19
ЭС-1 шины 110 кВ	116,7	110	0,56
ЭС-2 шины 110 кВ	119,86	110	3,17
п/ст 6	106,11	110	-2,81
п/ст 7	107,36	110	-1,44
п/ст 4	9,33	10	-6,7
п/ст 41	32,73	35	-6,5
п/ст 42	33,28	35	-4,9

В режиме минимальных нагрузок значения токов во всех ветвях сети не превышают значения допустимых длительных токов.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение -6,7% наблюдается на п/ст 4.

Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 6.

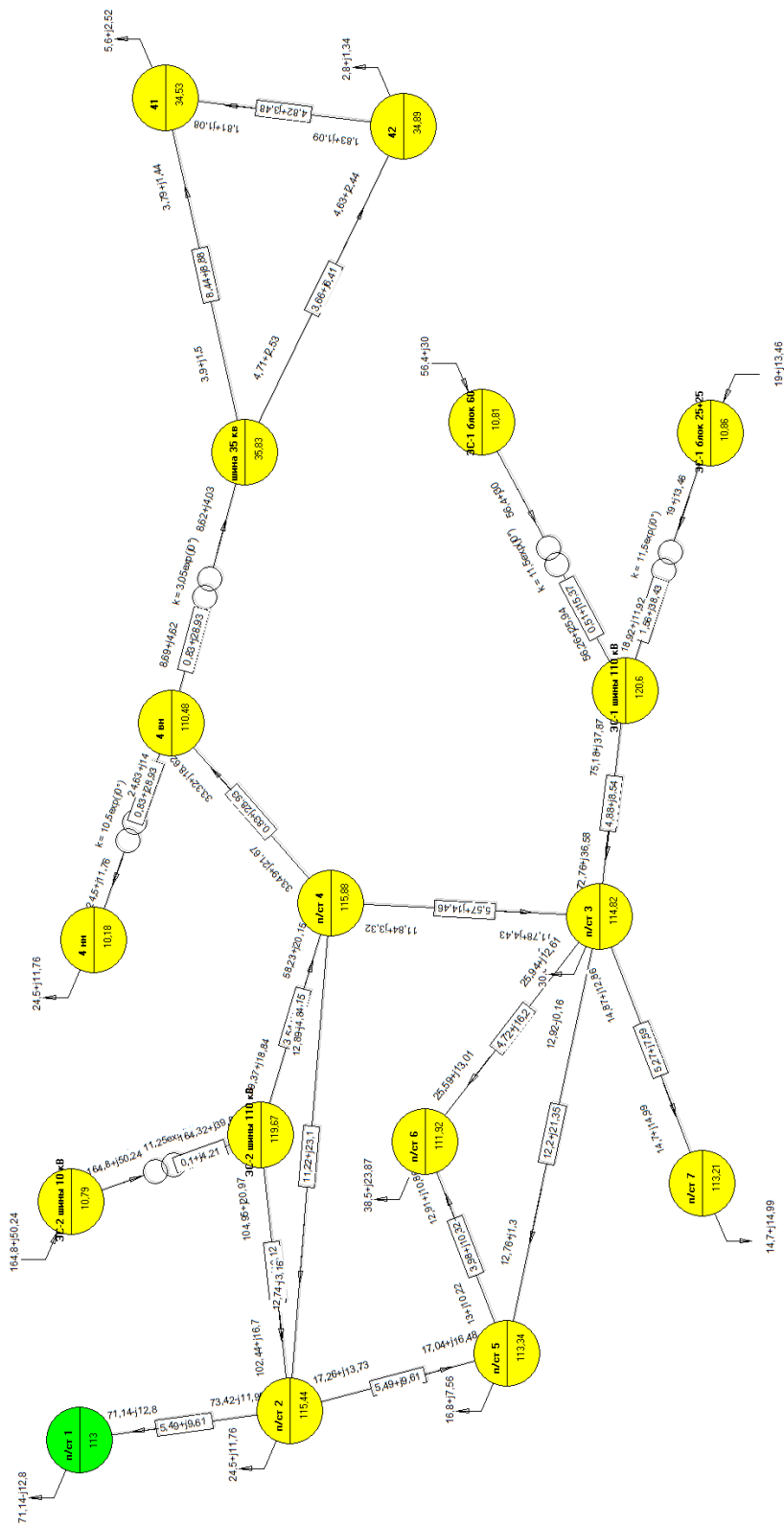


Рисунок 6 – Карта минимального режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

### 1.3.3 Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима

Анализ работы электрической сети 110 кВ (п. 1.2.5) показал, что наиболее тяжелый послеаварийный режим сети наступает в случае отключения наиболее загруженной линии ЭС-1 – п/ст 3.

Полученные в результате расчёта в программе NetWorks данные о загрузке линий представлены в таблице 15.

В таблице 16 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального. Карта послеаварийного режима представлена на рисунке 12.

Таблица 15 – Данные о загрузке линий в послеаварийном режиме

Линия		Марка провода	Р МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup>
УН	УК					
п/ст 2	п/ст 1	2хАС-120/19	14,83	99,48	390	0,829
п/ст 2	п/ст 5	2хАС-120/19	30,2	176,52	390	1,471
п/ст 2	п/ст 4	АС-150/24	6,64	56,16	450	0,374
п/ст 3	п/ст 5	АС-120/19	0,07	9,01	390	0,075
п/ст 4	п/ст 3	АС-185/29	28,18	172,61	510	0,933
ЭС-1 шины 110 кВ	п/ст 3	АС-185/29	63,2	369,13	390	1,99
ЭС-2 шины 110 кВ	п/ст 2	2хАС-240/32	37,24	197,91	610	0,825
ЭС-2 шины 110 кВ	п/ст 4	2хАС-240/32	35,85	210,86	610	0,879
шина 35 кв	41	АС-70/11	5,67	102,99	265	1,471
42	41	АС-50/8	2,64	53,88	210	1,078
шина 35 кв	42	АС-120/19	6,83	131,39	390	1,095
п/ст 5	п/ст 6	АС-185/29	34,26	215,9	510	1,167
п/ст 3	п/ст 6	АС-240/32	21,58	136,3	610	0,568
п/ст 3	п/ст 7	2хАС-95/16	10,7	79,96	330	0,842

Таблица 16 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст 1	115	110	0
п/ст 2	114,36	110	-0,56
п/ст 5	108,55	110	-2,35
п/ст 4	111,91	110	-0,8
п/ст 3	108,21	110	-2,25
ЭС-1 шины 110 кВ	119,24	110	0,73
ЭС-2 шины 110 кВ	118,9	110	2,21
п/ст 6	105,26	110	-3,69
п/ст 7	105,7	110	-2,51





## 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ГПП ЦЕМЕНТНОГО ЗАВОДА

### 2.1 Разработка структурной схемы

Разработка структурной электрической схемы происходит на начальном этапе проектирования перед разработкой главной электрической схемы. Все основные части структурной схемы изображаются прямоугольниками, а также обозначаются основные взаимосвязи между ними. При построении структурной схемы необходимо обеспечить наилучшее представление о последовательности взаимодействия функциональных частей.

#### 2.1.1 Выбор схемы соединений основного оборудования

Структурная схема ГПП цементного завода должна состоять из распределительных устройств низкого и высокого напряжения и 2 понизительных трансформаторов. По заданным условиям число вводов равно 2, линий низкого напряжения – 10.

Структурная схема ГПП цементного завода представлена на рисунке 8.

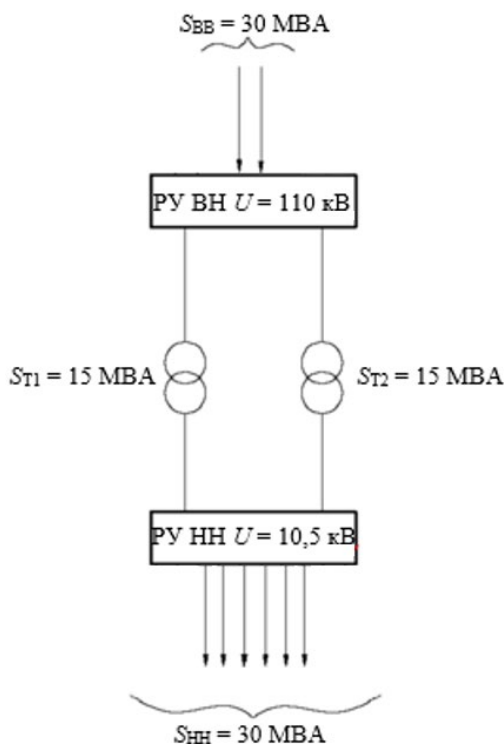


Рисунок 8 – Структурная схема ГПП цементного завода

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		41

## 2.1.2 Выбор трансформаторов

При выборе трансформаторов нужно учитывать, что трансформаторы должны быть одинаковой мощности, причем при выходе из строя одного из них, второй должен в полной мере пропускать всю необходимую мощность.

Определим номинальную мощность трансформаторов по условию:

$$S_H \geq (0,6 \dots 0,7)S_{\text{НОМ}} \quad (2.1)$$

где  $S_H$  – полная мощность, потребляемая электростанцией, равная 30 МВА, но так устанавливаться будет 2 трансформатора, то и мощность делится пополам;  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора.

Выразим  $S_{\text{НОМ}}$  и посчитаем номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_H}{(0,6 \dots 0,7)}; \quad (2.2)$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{15}{0,7} = 21,4 \text{ МВА.}$$

Получившуюся мощность округляем до ближайшей стандартной – 25 МВА. Выбираем трансформатор ТДН – 25000 115/10,5 фирмы-изготовителя ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва по каталогу [4].

## 2.1.3 Выбор кабельных линий низшего напряжения

Выбор сечения КЛ 10 кВ осуществляется по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов и по экономической плотности тока [3]:

$$I_{\text{НН}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}; \quad (2.3)$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{30 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1649,57 \text{ А.}$$

Ток в 1 линии составляет  $I_{\text{КЛ}} = 274,93 \text{ А}$ , тогда сечение по экономической плотности составляет:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{НН}}}{j_{\text{ЭК}}}; \quad (2.4)$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Учитывая, что экономическая плотность для кабелей с изоляцией из шитого полиэтилена тока равна  $j_s = 1,6 \text{ А/мм}^2$ .

$$F_{\text{эк}} = \frac{274,93}{1,6} = 171,83 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке кабели с изоляцией из шитого полиэтилена АПвБП 3х185/50-10 с допустимым длительным током 338 А при прокладке в земле.

## 2.2 Разработка главной схемы

Главная электрическая схема отображает порядок электрических и трансформаторных соединений между всеми его элементами, для которых указываются основные параметры. От выбора главной схемы зависит дальнейший выбор оборудования. При выборе схемы распределительного устройства необходимо осуществлять выбор отталкиваясь от следующих требований: «надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др.» по пункту 1.3.4.2 [5].

Разделим главную схему на 3 составные части: РУ ВН, РУ НН и РУ цеха.

### 2.2.1 Схема распределительного устройства высокого напряжения

Для РУ ВН разрабатываемой подстанции выбирается схема два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий – №110-4Н. Данная схема удовлетворяет описанным выше требованиям, является типовым решением и рекомендована ФСК ЕЭС. Схема представлена на рисунке 9.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		43

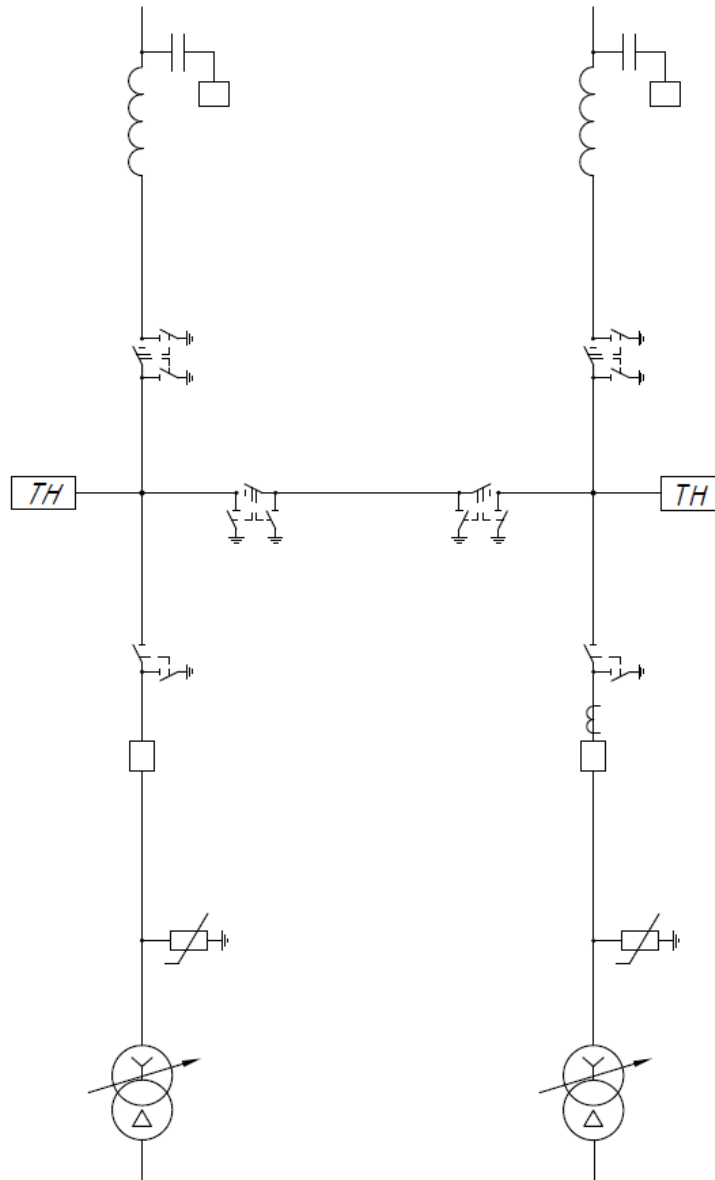


Рисунок 9 – Схема РУ ВН №110-4Н

### 2.2.2 Схема распределительного устройства низкого напряжения

На сторону низкого напряжения проектируемой подстанции принимаем распределительное устройство по схеме одна секционированная выключателем система шин – №10-1. Данная схема является типовым решением при двух трансформаторах на подстанции [5]. Схема представлена на рисунке 10.

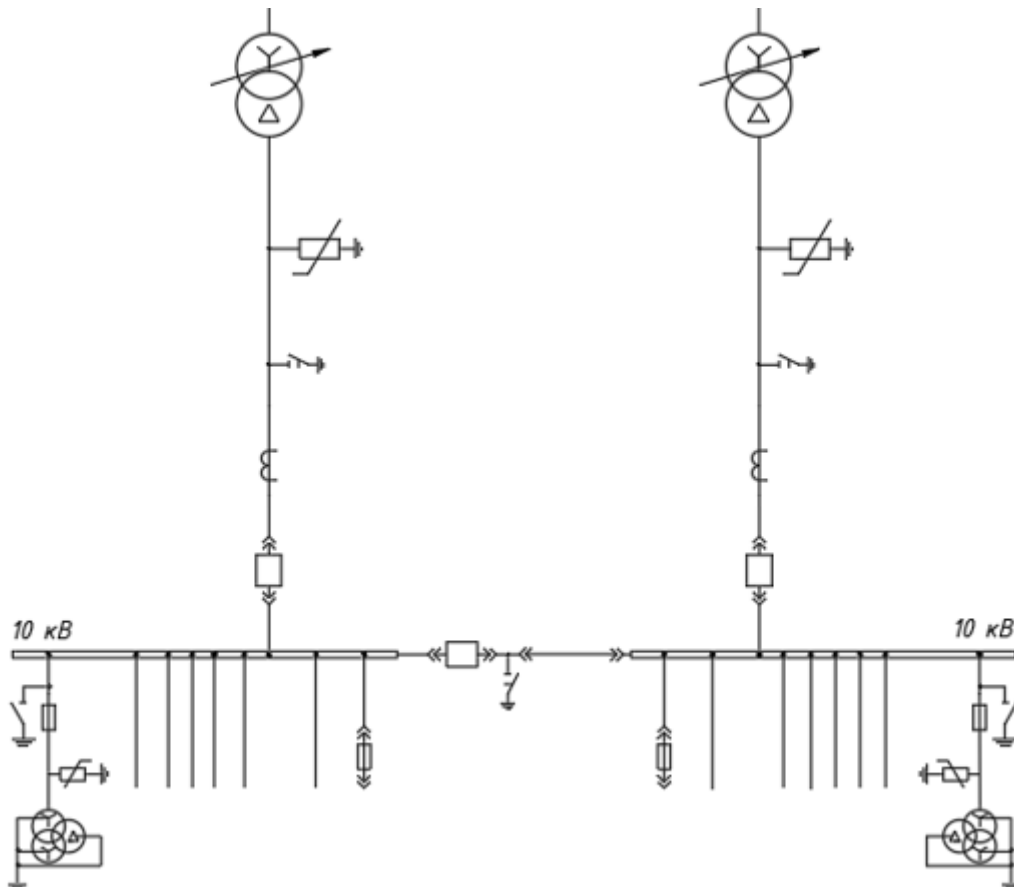


Рисунок 10 – Схема РУ НН №10-1

### 2.2.3 Схема распределительного устройства цеха от секции НН ПС

Электроснабжение цехов промышленных предприятий осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса. Задана одиночная не секционированная система шин. Схема представлена на рисунке 11.

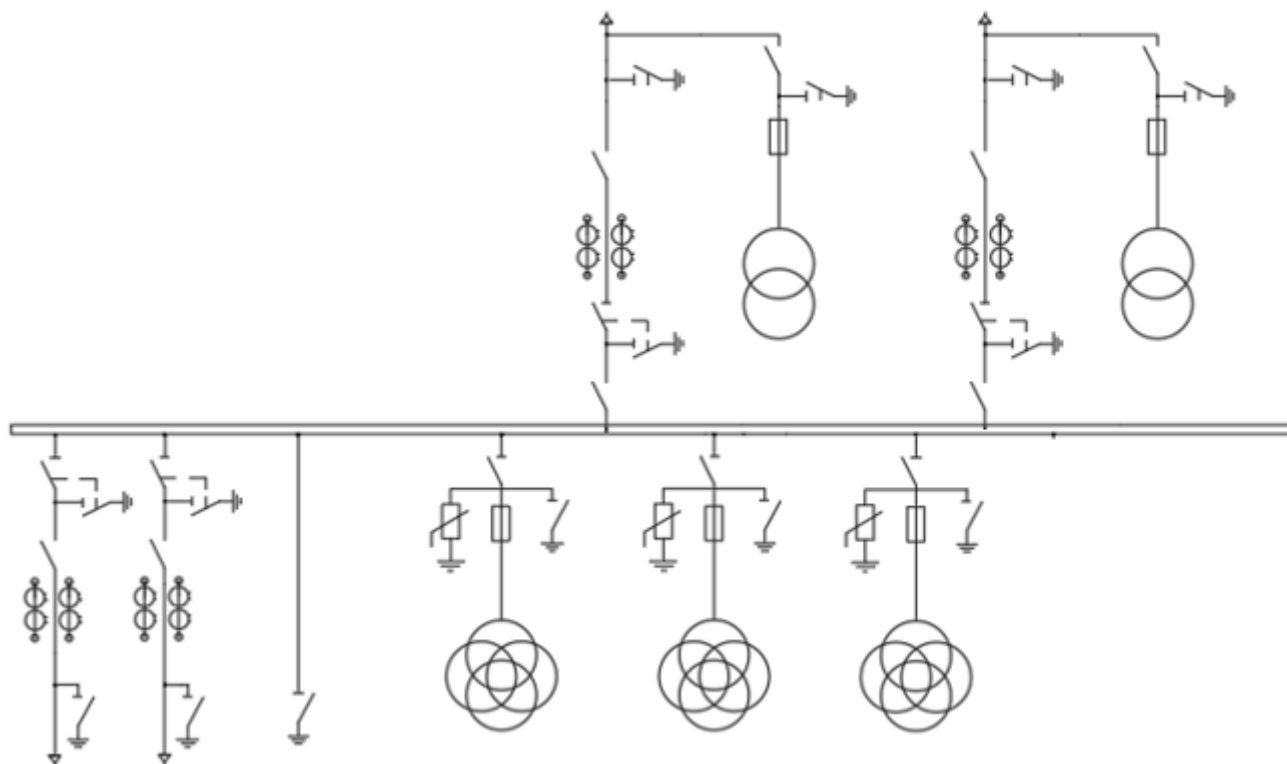


Рисунок 11 – Схема РУ цеха

### 2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

От секций шин НН ПС отходит 2 трансформатора собственных нужд, нагрузка которых не превышает 630 кВА. Трансформаторы собственных нужд подсоединяются к шинам через предохранители.

Для определения мощности необходимо знать количество оборудования на подстанции. Сведем данные по количеству оборудования (ячеек КРУ) в таблицу.

Таблица 17 – Ячейки КРУ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1 секции и 2 секции	2
Отходящие присоединения	6
Итого	14

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

П-472.13.03.02.2020.124 ВКР

Лист

46

Определим суммарную активную нагрузку в таблице 18.

Таблица 18 – Активная нагрузка СН

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	14	14
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			399

Полная мощность нагрузки собственных нужд находится по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi}, \quad (2.5)$$

где  $k_{\text{С}}$  – коэффициент спроса, ориентировочно равный 0,8;  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности равный 0,9 для нагрузки в целом.

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \frac{399}{0,9} = 354,667 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТМГ-400/10 У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 400 кВА, фирмы-изготовителя ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва [4] (трансформаторы серий ТМГ, ТМ мощностью 100-1000 кВА, класса напряжения 10 кВ данной фирмы допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»).

Определим количество ячеек РУ цеха 10 кВ в таблице 19.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 19 – Количество ячеек РУ (цеха) 10

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	1
ТСН1	1
ТН	1
Отходящие присоединения	5
Итого	8

Суммарная мощность нагрузки СН РУ цеха 10 кВ приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Суммарная активная мощность нагрузки СН РУ (цеха) 10 кВ

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	8	8
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			18

По формуле (2.5) определим полную мощность нагрузки:

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \frac{21}{0,9} = 18,66 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТМГ-25/10 У1 той же фирмы [4].

#### 2.4 Расчет токов короткого замыкания

Для проверки выбираемого оборудования и дальнейшего расчета параметров некоторых защит РЗиА необходимо знать величину токов короткого замыкания в максимальном режиме. Для проверки нормативной чувствительности защит необходимо знать минимальные значения ТКЗ. Точки КЗ в максимальном и минимальных режимах будут рассчитаны в программе «ТоКо: расчет токов короткого замыкания» разработки ЭССиС, ЮУрГУ.



Для расчета ТКЗ во всех точках проектируемой подстанции необходимо составить более подробную расчетную схему. Такая схема представлена на рисунке 12.

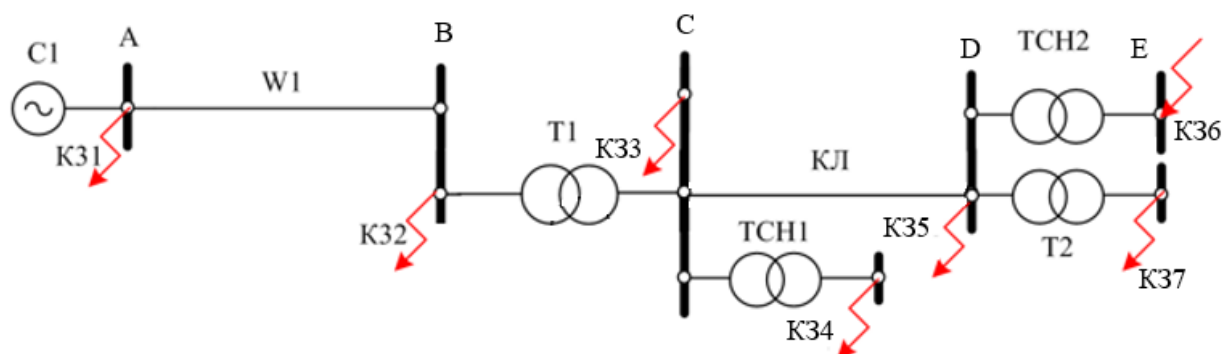


Рисунок 12 – Расчетная схема ТКЗ подстанции с обозначениями точек КЗ

В максимальном режиме учитывается подпитка места КЗ от системы G1. При КЗ в точке К33 и К35 ток приводится еще и к высокой стороне трансформатора Т1. Так как имеется РПН на трансформаторе Т1 токи КЗ в точке К33 рассчитывается дважды при крайних положениях отпаек РПН, за итоговые выбираются максимальные значения. При КЗ в точке К34, К36, К37 значения ТКЗ приводятся как к ступени НН, так и ВН ПС.

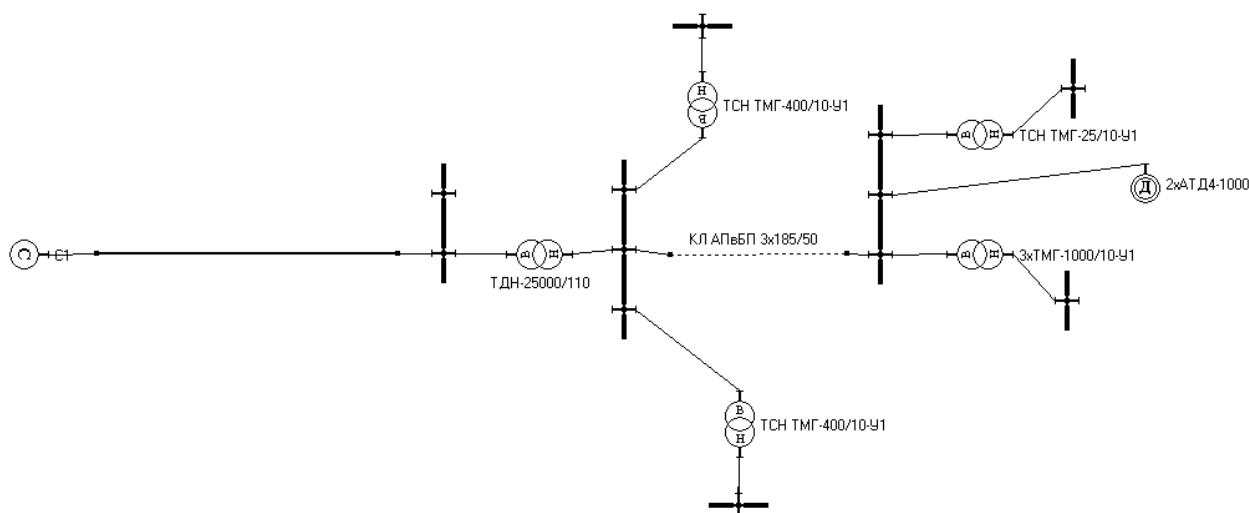


Рисунок 13 –Схема замещения в программе ТоКо

В таблице 21 приведены итоги расчетов в максимальном режиме, произведенных в программе ТоКо, а в таблице 22 результаты в минимальном режиме.

Таблица 21 – Результаты расчета ТКЗ в максимальном режиме

Место КЗ	Сторона	$I_{п.0}$ , кА	$T_a$ , с	$I_y$ , кА	$K_y$
КЗ-1	–	31,378	–	45,263	1,02
КЗ-2	–	3,837	0,035	9,583	1,766
КЗ-3	ВН	1,175	0,09	29,072	1,901
	НН	10,812			
КЗ-4	ВН	0,465	0,01	24,115	1,397
	НН	12,206			
КЗ-5	ВН	0,782	0,07	22,701	1,875
	НН	8,561			
КЗ-6	ВН	0,031	0,01	1,608	1,397
	НН	0,814			
КЗ-7	ВН	0,587	0,013	32,47	1,49
	НН	15,409			

Таблица 22 – Результаты расчета ТКЗ в минимальном режиме

Место КЗ	Сторона	$I_{п.0}$ , кА	$T_a$ , с	$I_y$ , кА	$K_y$
КЗ-1	–	27,135	–	39,142	1,02
КЗ-2	–	3,765	0,035	9,403	1,766
КЗ-3	ВН	1,168	0,09	28,903	1,901
	НН	10,749			
КЗ-4	ВН	0,465	0,01	24,113	1,397
	НН	12,205			
КЗ-5	ВН	0,779	0,07	22,614	1,875
	НН	8,528			
КЗ-6	ВН	0,031	0,01	1,606	1,397
	НН	0,813			
КЗ-7	ВН	0,586	0,013	32,421	1,49
	НН	15,386			

## 2.5 Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования ПС, РУ цехов

### 2.5.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

По [6 и 7] в ОРУ 110 кВ и выше необходимо устанавливать элегазовые выключатели (колонковые/баковые).

Выключатели выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- по длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ ;
- по отключающей способности.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению;
- по длительному току;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости.

Определим длительный ток через вводной выключатель:

$$I_{\text{В.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ}}}, \quad (2.6)$$

где  $K_{\text{П}}$  – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{В.РАБ.МАКС}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Найдем апериодическую составляющую в момент времени, который равен сумме минимального времени срабатывания РЗ и минимального времени отключения выключателя [10] –  $t = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$ .

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{К.П}}^{(3)} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_A}\right)}, \quad (2.7)$$

где  $T_A = 0,05 \text{ с}$  — для стороны ВН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87 [8].

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 3,837 \cdot e^{\left(-\frac{0,045}{0,05}\right)} = 2,206 \text{ кА.}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		51

Термическое воздействие тока короткого замыкания:

$$B_K = (I_{К.П.}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \quad (2.8)$$

где  $t_{откл} = t_{РЗ.МАКС} + t_{0.В} = 1 + 0,055 = 1,055$  с.  $t_{РЗ.МАКС}$  – максимальное время действия РЗ, которое на этапе проектирования можно взять равным 1;  $t_{0.В}$  – полное время отключения выключателя, 0,055с [10].

$$B_K = (3,837)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 16,268 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принимаем к установке выключатель ВЭБ–УЭТМ-110 и разъединитель РПД–УЭТМ 110. Сравнение их номинальных значений с расчетными данными приведено в таблице 23 и 24 соответственно.

Таблица 23 – Сравнение расчетных параметров с каталожными ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	183,7	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	3,837	$I_{\text{номотк}}, \text{кА}$	40
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	9,583	$i_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	81
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	1,594	$i_{\text{адоп}}, \text{кА}$	22,6
$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16,268	$B_K = I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 =$	$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 24 – Сравнение расчетных параметров с каталожными РПД-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	183,7	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1250
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	3,837	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	64
$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16,268	$B_K = I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 =$	$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 2.5.2 Выбор трансформатора тока в распределительное устройство высокого напряжения

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

1. по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ,
2. по номинальному току  $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$ .

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

3. по конструкции и классу точности;
4. по электродинамической стойкости.

На стороне ВН ПС необходим только 1 трансформатор тока, который устанавливается в цепь выключателя. При этом так как выключатель баковый, завод-изготовитель поставляет их оснащенные собственными ТТ модели ТВГ-УЭТМ-110 [11]. Ближайший к  $I_{В.РАБ.МАКС}$  номинальный ток составляет 200 А. Сведем проверку по параметрам в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока на стороне ВН ПС

Виды проверки	Условия выбора	Расчетные данные	Параметры трансформатора ТВГ-УЭТМ-110-УХЛ1-200/5А
По напряжению	$U_{НОМ Т.Т.} \geq U_{НОМ}$	110 кВ	110 кВ
По длительному току	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$	183,7	200
Электродинамическая стойкость	$i_{уд} \leq i_{ДИНАМИЧ}$	9,583 кА	40
Термическая стойкость	$B_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	16,268 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Трансформатор тока удовлетворяет перечисленным требованиям. Теперь необходимо проверить его на вторичную нагрузку по классу точности. На рисунке 14 представлена схема подключения измерительных приборов, а в таблице 26 их подробное описание.

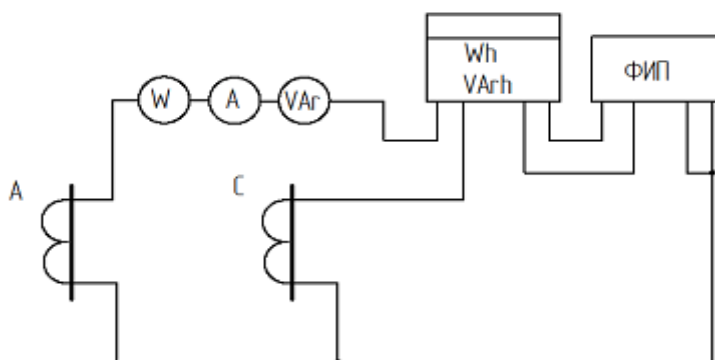


Рисунок 14 – Схема подключения измерительных приборов на стороне РУ ВН

Таблица 26 – Вторичная нагрузка ТТ в РУ ВН

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	–	–
Ваттметр	Д-335	1.5	0.5	–	0.5
Варметр	Д-335	1.5	0.5	–	0.5
Счётчик активной и реактивной эн.	ЕА05	0.5	2.0	–	2.0
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0.5	0.5	–	0.5
Итого			4	–	3.5

Так как наиболее загруженной является фаза А, то проверка осуществляется по ней. Найдем сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (2.9)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность приборов подключенных к трансформатору тока;  $I_2$  – ток на вторичной обмотке трансформатора тока.

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включено 5 приборов, поэтому сопротивление контактов принимается  $r_{\text{к}} = 0,01$  Ом. Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 –  $z_{2\text{ном}} = 1,2$  Ом.

Из условия:

$$z_{2\text{ном}} \geq r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}, \quad (2.10)$$

выразим сопротивление проводов.

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}; \quad (2.11)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого  $l = 80$  м, т.к. трансформаторы тока включены в неполную звезду, то  $l_{\text{расч}} = 3^{1/2} \cdot l = 139$  м.

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (2.12)$$

где  $\rho = 0,0175$  – удельное сопротивление для медных проводов.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 139}{0,94} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель ПВС с жилами сечением 3 мм<sup>2</sup>.

### 2.5.3 Выбор трансформатора напряжения в распределительное устройство высокого напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке  $S_{2\Sigma} \leq S_{2 \text{ ном}}$ ,

Где  $S_{2 \text{ ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности, ВА;  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА.

В таблице 27 приведем перечень и мощность подключаемого оборудования ко вторичной цепи ТН.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		55

Таблица 27 – вторичная нагрузка трансформатора напряжения в РУ ВН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	3	5	11
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	1	1	0	6	3	–
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	–
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	3	30	–
Итого							62	11

Найдем полную мощность вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.13)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{62^2 + 11^2} = 62.96 \text{ ВА}$$

Примем к установке трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ-110. При заказе данного трансформатора у фирмы УЭТМ возможно указать необходимую мощность трансформатора и его класс точности. Необходимый класс точности – 0,5, мощность – 100 ВА. Более подробные паспортные данные приведены в таблице 28 [12].

Таблица 28 – паспортные данные ТН типа ЗНГ-УЭТМ-110

Номинальное напряжение обмотки:	
– первичной	220000/√3 В
– вторичной основной	100/√3 В
– вторичной дополнительной	100 В
Количество вторичных обмоток	
– основная	1
– дополнительная	1



Продолжение таблицы 28

Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	100 ВА
Предельная мощность вне класса точности	2000 ВА

2.5.4 Токоведущие части

Так как в схеме №110-4Н отсутствуют шины, то их выбор не предусматривается. Соединительные линии к трансформаторам выполняются из тех же проводов, которые подходят к подстанции, то есть АС-95/16.

2.5.5 Выбор и проверка силовых выключателей и комплектно-распределительного устройства на стороне НН ПС

Определим максимальные рабочие токи выключателей по месту их установки.

Для вводного выключателя секции шин НН ПС по номинальной мощности трансформатора 110/10 кВ с учетом 40% перегрузки:

$$I_{ВВ.РАБ.МАКС.НН} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}, \quad (2.14)$$

где  $U_{В.НОМ}$  – номинальное напряжение выключателя.

$$I_{В.РАБ.МАКС.НН} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,443 \text{ кА},$$

Для секционного выключателя шин НН ПС по суммарной мощности нагрузки ПС с одинаково загруженным секциями рабочий максимальный ток равен:

$$I_{СВ.РАБ.МАКС.НН} = \frac{S_{ПС}}{2\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}, \quad (2.15)$$

где  $S_{ПС}$  – суммарная мощность подстанции, равная 30 МВА.

$$I_{В.РАБ.МАКС.НН} = \frac{30000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 866,025 \text{ А},$$

Для выключателя КЛ к РУ (цеха) максимальный рабочий ток определяется по суммарной мощности нагрузки цеха:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		57

$$I_{В.РАБ.МАКС.Ц} = \frac{S_{Ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}}, \quad (2.16)$$

где  $S_{Ц}$  – суммарная мощность цеха.

Определим суммарную мощность цеха:

$$S_{Ц} = N_{Т} \cdot S_{Т} + N_{Д} \cdot S_{Д} = (N_{Т} \cdot S_{Т}) + \frac{N_{Д} \cdot P_{Д}}{\cos\varphi_{Д} \cdot \eta}, \quad (2.17)$$

где  $N_{Т}$  – количество трансформаторов, несущих постоянную нагрузку в цехе;  $S_{Т}$  – мощность трансформатора, несущего постоянную нагрузку в цехе;  $N_{Д}$  – количество двигателей в цехе;  $P_{Д}$  – активная мощность двигателя;  $\cos\varphi_{Д}$  – коэффициент мощности двигателя;  $\eta$  – КПД двигателя.

$$S_{Ц} = (3 \cdot 0,63) + \frac{2 \cdot 1}{0,7 \cdot 0,957} = 4,876 \text{ МВА.}$$

Получившееся значения подставляем в (2.11):

$$I_{В.РАБ.МАКС.Ц} = \frac{4,876}{\sqrt{3} \cdot 10} = 287 \text{ А.}$$

По формуле (2.7) определим аperiodические составляющие токов КЗ в местах установки выключателя. Pериодические составляющие берутся из таблицы 21,  $T_A = 0,06$  для стороны НН ПС[8],  $t = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН}$ ;  $t_{РЗ.МИН} = 0,01$  с – минимальное значение времени срабатывания РЗ на этапе выбора силового оборудования;  $t_{О.В.МИН} = 0,015$  с – минимальное время отключения выключателя ВВ/TEL–10 [13].

$$I_{a.tВВ.НН} = \sqrt{2} \cdot 10,812 \cdot e^{\left(-\frac{0,025}{0,06}\right)} = 10,08 \text{ кА;}$$

$$I_{a.tСВ.НН} = \sqrt{2} \cdot 10,812 \cdot e^{\left(-\frac{0,025}{0,06}\right)} = 10,08 \text{ кА;}$$

$$I_{a.tВ.Ц} = \sqrt{2} \cdot 8,561 \cdot e^{\left(-\frac{0,025}{0,06}\right)} = 7,981 \text{ кА.}$$

По формуле (2.8) определим термическое воздействие ТКЗ.  $t_{откл} = t_{О.В.} + t_{РЗ.МАКС}$ ;  $t_{О.В.} = 0,025$  с – полное время отключения выключателя [13];  $t_{РЗ.МАКС} = 3$  с – максимальное время действия РЗ на этапе выбора оборудования стороны НН.

$$B_{КВВ.НН} = (10,812)^2 \cdot (3 + 0,025) = 353,621 \text{ кА}^2 \cdot \text{с;}$$

$$B_{КСВ.НН} = (10,812)^2 \cdot (3 + 0,025) = 353,268 \text{ кА}^2 \cdot \text{с;}$$

$$B_{КВ.Ц} = (8,561)^2 \cdot (3 + 0,025) = 221,704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

На место вводного выключателя принимаем выключатель вакуумный ВВ/TEL–10–20/1600, для секционного выключателя ВВ/TEL–10–20/1000, а для выключателей отходящих КЛ ВВ/TEL–10–20/630. Сравнение расчетных данных и номинальных значений представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение расчетных и каталожных данных выключателей на стороне НН ПС и РУ

Расчет				Каталожные данные			
Параметр	ВВ	СВ	В.Ц.	Параметр	ВВ/TEL–10–20/1600	ВВ/TEL–10–20/1000	ВВ/TEL–10–20/630
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	1443	866	287	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1600	1000	630
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	10,812	10,812	8,561	$I_{\text{номотк}}, \text{кА}$	20	20	20
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	29,072	29,072	22,701	$i_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	52	52	52
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	10,08	10,08	7,981	$i_{\text{адоп}}, \text{кА}$	11,314	11,314	11,314
$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	353,62	353,62	221,70	$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	1200	1200

На сторону НН ПС и РУ цехов принимаем к установке КРУ фирмы ООО Таврида Электрик – КСО «Новация» [14]. Сравнение каталожных данных и расчетных приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение расчетных и каталожных данных КРУ на стороне НН ПС и РУ

Расчет				Каталожные данные	
Параметр	ВВ	СВ	В.Ц.	Параметр	КСО «Новация»
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	1443	866	287	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	630-1600
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	29,072	29,072	22,701	$i_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	51
$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	353,62	353,62	221,70	$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200

## 2.5.6 Трансформаторы тока на стороне низкого напряжения и распределительных устройств цехов

В схему проектируемой подстанции на стороне НН необходимо установить следующие приборы:

- в цепь двухобмоточного трансформатора на стороне НН: амперметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии;
- в цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения линейных напряжений;
- в цепь секционного выключателя РУ НН: амперметр;
- в цепь потребительских линий 10 кВ: амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

К установке будем принимать трансформаторы тока Свердловского завода трансформаторов тока ТПОЛ-10. Для вводных выключателей НН ПС выбираем трансформатор ТПОЛ-10М-3Р-1500/5 с 3 вторичными обмотками и номинальным первичным током 1500 А. Для РУ цехов выбираем ТПОЛ-10М-3В-400/5 с 3 вторичными обмотками и номинальным первичным током 400 А. Для СВ принимаем – ТПОЛ-10М-3Р-1000/5 с 3 вторичными обмотками и номинальным первичным током 1000 А [15]. В таблице 31 представлено сравнение расчетных и каталожных данных.

Таблица 31 – Сравнение расчетных и каталожных данных ТТ на стороне НН ПС и РУ

Виды проверки	Условия выбора	Расчетные данные		Параметры трансформатора		
		Ячейки линий	Ячейки ВВ(СВ)	3Р-1500/5	3В-400/5	3Р-1000/5
По напряжению, кВ	$U_{ном \text{ т.т}} \geq U_{ном}$	10	10(10)	10	10	10
По длительному току, А	$I_{max} \leq I_{ном}$	287	1443(866)	1500	400	1000
Электродинамическая стойкость, кА	$i_{уд} \leq i_{динамич}$	22,701	29,072	100	45,6	68,7
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	221,70	353,62	4920,75	972	2187

Произведем проверку по вторичной нагрузке аналогично пункту 2.5.2. В таблице 32 приведена вторичная нагрузка ТТ в цепи НН силового трансформатора, а на рисунке 15 её схема подключения.

Таблица 32 – Проверка трансформатора тока ТПОЛ-10М-3Р–1500/5 по вторичной нагрузке

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	–	–
Ваттметр	Д-335	1.5	0.5	–	0.5
Варметр	Д-335	1.5	0.5	–	0.5
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0.5	2.0	–	2.0
Итого			3.5	–	3.0

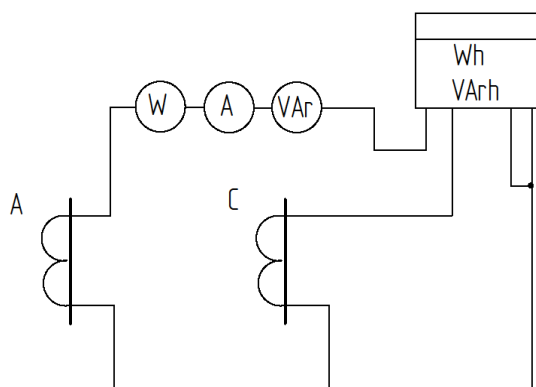


Рисунок 15 – Схема подключения приборов в цепь НН силового трансформатора

Найдем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{25} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0.5 –  $Z_{2\text{ном}} = 0,7 \text{ Ом.}$

Сопротивление контактов при 4 приборах принимаем  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом,}$  тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 0,7 - 0,14 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами ( $\rho = 0,0283$ ), ориентировочная длина которого  $l = 60$  м, т.к. трансформаторы тока включены в неполную звезду, то  $l_{расч} = 3^{1/2} \cdot l = 83$  м.

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 83}{0,46} = 2,953 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением  $3 \text{ мм}^2$ .

В цепи секционного выключателя находится лишь амперметр с нагрузкой  $0,5 \text{ ВА}$ , схема его подключения представлена на рисунке 16.

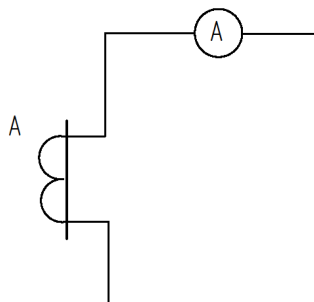


Рисунок 16 – Подключение приборов в цепь шиносоединительного выключателя

Аналогично предшествующему расчету выбираем кабель АКВВГ с жилами сечением  $2 \text{ мм}^2$ .

Для трансформаторов тока в линиях низкого напряжения схема подключения представлен на рисунке 17, а данные о вторичной нагрузке в таблице 33.

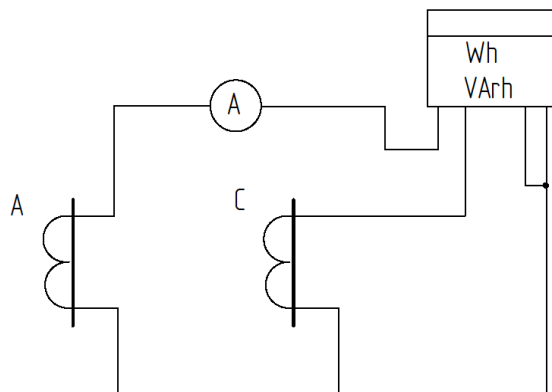


Рисунок 17 – Схема подключения приборов в цепь линий низшего напряжения

Таблица 33 – Вторичная нагрузка в цепи линий низшего напряжения

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0.5	–	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2.0	–	2.0
Итого			2.5	–	2.0

Принимаем кабель АКВВГ с жилами сечением 3 мм<sup>2</sup>.

### 2.5.7 Трансформаторы напряжения на секцию сборных шин низкого напряжения и распределительных устройств цехов

Принимаем к установке трансформаторы напряжения Свердловского завода трансформаторов тока ЗНОЛПМ–10.

Таблица 34 – Данные трансформатора напряжения ЗНОЛПМ–10

Номинальное напряжение обмотки:	
– первичной	10000/√3 В
– вторичной основной	100/√3 В
– вторичной дополнительной	100 В
Количество вторичных обмоток	
– основная	1
– дополнительная	1

Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	90 ВА
Предельная мощность вне класса точности	1400 ВА

В таблице 35 приведен список вторичной нагрузки.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ НН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	6	9	22
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	–
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	–
Итого							27	22

По формуле (2.13) найдем суммарную мощность вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{27^2 + 22^2} = 34.8 \text{ ВА.}$$

Суммарная мощность вторичной нагрузки не превосходит номинальную мощность вторичной нагрузки трансформатора напряжения в классе точности 0.5

#### 2.5.8 Выбор токоведущих частей распределительного устройства НН

Как было найдено в (2.14) ток продолжительного режима составляет 1443 А. Принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения размером 80x8 мм с номинальным током 1690 А.

Проверка шин на термическую стойкость осуществляется по условию:

					П-472.13.03.02.2020.124 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		64



$$S \geq S_{min}, \quad (2.18)$$

где  $S$  – сечение выбранной шины;  $S_{min}$  – минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости при КЗ.

В рамках ВКР можно воспользоваться упрощенной формулой нахождения  $S_{min}$ :

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (2.19)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс, выделяемый током КЗ; значение функции  $C$  для алюминиевых шин и проводов равно  $91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$S_{min} = \frac{\sqrt{353,62}}{91} = 207 \text{ мм}^2.$$

Так как у выбранных шин  $S = 640 \text{ мм}^2$ , то шины проходят по термической стойкости.

Проверим шины на электродинамическую прочность.

Определяем длину пролёта  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}, \quad (2.20)$$

откуда:

$$l^2 \leq \frac{K}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}, \quad (2.21)$$

где  $K$  – коэффициент, зависящий от материала, равный 173,2 для алюминия;  $J$  – момент инерции при горизонтальном расположении шин равно:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (2.22)$$

где  $b = 80$  и  $h = 8$  – ширина и высота выбранной шины, мм.

Подставим (2.22) в (2.21):

$$l^2 \leq \frac{K}{200} \cdot \sqrt{\frac{b \cdot h^3}{12 \cdot S}};$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{80 \cdot 8^3}{12 \cdot 5}} = 2 \text{ м.}$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролет 2 м, расстояние между фазами  $a = 0,8$  м.

Определим напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W}, \quad (2.23)$$

где  $W$  – момент сопротивления, который находится по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}. \quad (2.24)$$

Подставим (2.24) в (2.23):

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{6 \cdot l^2}{a \cdot b \cdot h^2};$$

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 29,072^2 \cdot \frac{6 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 80 \cdot 8^2} = 8,578 \text{ МПа.}$$

Допустимое напряжение для шин марки АД31Т составляет 91 МПа, поэтому шины динамически устойчивы.

## 2.5.9 Выбор изоляторов

В качестве опорных изоляторов принимаем ОНШ-10-5-УХЛ1 с  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ и  $F_{\text{разр}} = 5000$  Н. Допустимое значение нагрузки составляет 60% от нагрузки разрушения [3], то есть в нашем случае 3000 Н.

Расчетная нагрузка находится по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot k_{\text{п}} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a}, \quad (2.25)$$

где  $k_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент, который находится как:

$$k_{\text{п}} = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + 0,5h}{H_{\text{из}}}. \quad (2.26)$$

Пояснения к формуле (2.26) представлены на рисунке 18.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66

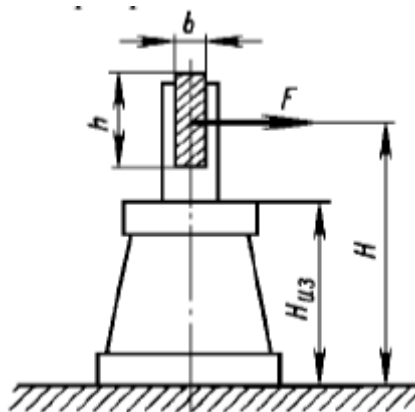


Рисунок 18 – пояснение к формуле 2.20

Подставим каталожные данные в (2.26):

$$k_{\Pi} = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{190 + 105 + 0,5 \cdot 35}{190} = 1,645.$$

Подставим значения полученное значение:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,645 \cdot 29,072^2 \cdot \frac{2}{0,8} = 602,028 \text{ Н.}$$

Нагрузка не превышает допустимой, изолятор пошел проверку.

В качестве проходного изолятора принимаем ИП-10/5000-42,5 УХЛ1. Минимальная разрушающая сила которого 42,5 кН. Допустимое значение составляет 25,5 кН.

Расчетная нагрузка для проходных изоляторов находится как:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a}. \quad (2.27)$$

Подставляя значения получим:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^{-7} \cdot 29,072^2 \cdot \frac{2}{0,8} = 182,9 \text{ Н.}$$

Проходной изолятор проверку прошел.

#### 2.5.10 Выбор предохранителей трансформаторов собственных нужд

В соответствии с НТП ПС п 6.1 ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители (или выключатели), а к РУ цеха через предохранители.

					Лист
					67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в НТД: - ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше»; - ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-ВК, ПКТ и ПКН».

Выбираем предохранитель для защиты ТСН ТМГ-400/10-У1.

Найдем ток ТСН на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{НОМ.ТСН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТСН.ВН}}}, \quad (2.28)$$
$$I_{\text{НОМ.ТСН.400}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,094 \text{ А.}$$

Номинальный ток предохранителя:

$$I_{\text{НОМ.ПКТ}} \geq 2 \cdot I_{\text{НОМ.ТСН.10}}, \quad (2.29)$$
$$I_{\text{НОМ.ПКТ}} \geq 2 \cdot 23,094 = 46,188 \text{ А.}$$

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН, например ОАО «НВА». По каталогу фирмы по «Таблице подбора предохранителей для трансформаторных подстанций» для ТСН 10 кВ с  $S_{\text{НОМ}} = 400$  кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А. По таблице «Технические характеристики» каталога с учетом выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-12.

Для ТСН 25 кВА ток по (2.28) составляет:

$$I_{\text{НОМ.ТСН.10}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А.}$$

Номинальный ток предохранителя:

$$I_{\text{НОМ.ПКТ}} \geq 2 \cdot 1,44 = 2,88 \text{ А.}$$

По таблице «Технические характеристики» каталога ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-101-10-3,2-12,5.

### 2.5.11 Выбор аккумуляторной батареи

По ПЕТП [6] п. 2.3.5.2 для подстанции 110 кВ питание устройств РЗА производится от систем оперативного постоянного тока (СОПТ). А также необходимо использовать одну аккумуляторную батарею и 2 зарядных устройства.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		68

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда, находится по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{штmax}}{U_{пз}}, \quad (2.30)$$

где  $n_0$  – число основных элементов в батарее;  $U_{штmax} = 230$  В – максимальное напряжение на шинах батареи;  $U_{пз} = 2,23$  В – напряжение на элементе в режиме подзаряда для аккумуляторов типа VARTA.

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ элементов.}$$

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_{пзmax} = 2,35$  В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_0 = \frac{U_{штmax}}{U_{пзmax}}; \quad (2.31)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,35} = 97 \text{ элементов.}$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_{пзmin} = 1,75$  В, а на шинах не ниже номинального  $U_{штmin} = 220$  В к шинам подключается общее число элементов:

$$n_0 = \frac{U_{штmin}}{U_{пзmin}}; \quad (2.32)$$

$$n_0 = \frac{220}{1,75} = 125 \text{ элементов.}$$

К подзарядному устройству присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{min}; \quad (2.33)$$

$$n_{зп} = 25 - 97 = 28 \text{ элементов.}$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_{п}$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для проектируемой подстанции 110 кВ примем следующие значения: постоянно включенные нагрузки – 15 А; временная нагрузка – 65 А.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Для аккумуляторов типа VARTA тип определяют по допустимому току разряда при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}}; \quad (2.34)$$

где  $I_{\text{ав}} = I_{\text{п}} + I_{\text{вр}}$  – нагрузка установившегося получасового аварийного разряда, А.

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot (15 + 65) = 84 \text{ А.}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc выбираем тип аккумуляторной батареи – Vb 2305. Характеристика элементов выбранного типа батареи представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Характеристика элементов VARTA bloc 2305

Режим разряда, ч	1,0	0,5	30''...0''
Разрядный ток, А	145,0	222,5	650,0

Произведём проверку выбранной аккумуляторной батареи по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}}(30'') = 650 \geq I_{\text{т max}}; \quad (2.35)$$

где  $I_{\text{т max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$  – максимальный толчковый ток, А;  $I_{\text{пр}} = 2,5 \text{ А}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей типа ВГП-110, включающихся в конце аварийного режима.

$$I_{\text{разр}}(30'') = 650 \geq (15 + 65) + 2,5 = 82,5 \text{ А.}$$

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{\text{р}}(k=1) = \frac{I_{\text{разр}}(30'')}{k}, \quad (2.36)$$

где  $k = 5$  – количество пластин в аккумуляторе типа Vb 2305.

$$I_{\text{р}}(k=1) = \frac{82,5}{5} = 16,5 \text{ А.}$$

Определим величину остаточного напряжения на шинах батареи:

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{р}} \cdot n, \quad (2.37)$$

где  $U_p$  – напряжение на аккумуляторе с пластинами емкостью 50 А·ч при токе разряда в расчёте на одну пластину  $I_{p(k=1)}$ , В.

$$U_{\text{ост}} = 1,75 \cdot 125 = 218,75 \text{ В.} \quad (2.38)$$

Тогда относительное напряжение (%) составит:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_p \cdot n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (2.39)$$

где  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$  – номинальное напряжение на шинах батареи.

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{125 \cdot 1,75}{220} \cdot 100\% = 99,43\%.$$

Полученное значение укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность подзарядного и зарядных устройств. Ток подзарядного устройства для аккумулятора типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч определяется по формуле:

$$I_{\text{пз}} = 1,025 \cdot k + I_n; \quad (2.40)$$

$$I_{\text{пз}} = 1,025 \cdot 5 + 15 = 20,125 \text{ А.}$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot n_0; \quad (2.41)$$

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В.}$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}}; \quad (2.42)$$

$$P_{\text{пз}} = 229,69 \cdot 20,125 = 4,623 \text{ кВт.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_n; \quad (2.43)$$

$$I_3 = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А.}$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n; \quad (2.44)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3; \quad (2.45)$$

$$P_3 = 343,75 \cdot 40 = 13,75 \text{ кВт}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Выбираем зарядно-подзарядное устройство типа ВЗП 380/260-40/80 (выпрямительный агрегат зарядный подзарядный) мощностью 15,2 кВт на номинальный выходной ток 40...80 А.

## 2.6 Режим заземления нейтралей трансформаторов

На стороне 110 кВ используется эффективно-заземленная нейтраль.

На стороне 10 кВ применяется изолированная нейтраль, либо компенсированная, что зависит от величины емкостных токов.

Во время проектирования ориентировочно емкостной ток замыкания на землю можно найти по формуле:

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}}, \quad (2.46)$$

где  $N_{\text{Ц}}$  – количество цепей в КЛ;  $L_{\text{КЛ}}$  – длина КЛ в км;  $k_{\text{КЛ}}$  – удельное значение емкостного тока А/км.

Так как в каталоге указана емкость кабеля на 1 км, то удельное значение емкостного тока находится как:

$$k_{\text{КЛ}} = \omega \cdot C_{0\text{Ф}} \cdot U_{\text{Ф}} \cdot 10^{-6}, \quad (2.47)$$

где  $\omega$  – угловая частота напряжения, Гц;  $C_{0\text{Ф}}$  – емкость 1 км кабеля, из каталога принимается равным 0,37 мкФ/км;  $U_{\text{Ф}}$  – фазное напряжение.

Подставим значения в (2.46) и произведем расчет:

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot 314 \cdot 0,37 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 2,011.$$

Получившееся значения позволяет найти суммарный емкостной ток замыкания на землю:

$$I_{C\Sigma} = 6 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 2,011 = 19,306 \text{ А.}$$

Так как значение не превышает 20 А, то компенсация емкостного тока не требуется [16].

Нейтраль заземления на стороне 10 кВ – изолированная.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



### 3 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ НА ПРОЕКТИРУЕМУЮ ПОДСТАНЦИЮ

Прежде чем выбирать устройства РЗА необходимо определиться с фирмой-изготовителем этих устройств. Данная фирма должна быть аттестована и одобрена ОАО «ФСК ЕЭС», а также выпускать современное микропроцессорное оборудование, удовлетворяющее п. 2.2 [17]. Также одним из пунктов КРРЗА является рекомендация к применению российских устройств РЗА. Всем требованиям удовлетворяет фирма-изготовитель ООО НПА «ЭКРА» (г. Чебоксары).

#### 3.1 Электродвигатель 10 кВ

Защиты, требуемые для защиты ЭД 10 кВ по ПУЭ, приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Защиты электродвигателя

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

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А0701 [18].

Данные терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляют функции трехступенчатой направленной МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению, ЗОЗЗ, защиты от перегрева, защиты от затянутого пуска, защиты синхронного двигателя от асинхронного хода,

защиты от блокировки ротора, ограничения количества пусков, минимальной токовой защиты от потери нагрузки, защиты от обратной мощности, ЗДЗ, ЗМН, ЗНР, УРОВ, АПВ выключателя, АУВ, выполнения команд внешних воздействий АЧР и ПАА.

Для защиты, автоматики, управления и сигнализации 2-скоростного электродвигателя предназначены специальные исполнения терминалов.

1) Токовая отсечка от многофазных коротких замыканий

Выдержка времени мгновенной ТО задается минимально возможной. Для данного УРЗА диапазон уставок по времени для МТЗ-1 - от 0 до 10,00 с [19]., т. е. равна 0. По ПУЭ ТО ЭД отстраивается от пускового тока:

$$I_{о.д} = k_{отс} \cdot K_{п} \cdot I_{д.ном}, \quad (3.1)$$

где  $k_{отс} = 1,5$  - рекомендованное значение для ТО ЭД;  $K_{п} = 5,3$ ;  $I_{д.ном}$  - номинальный ток ЭД, который находится как:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos\varphi \cdot n}, \quad (3.2)$$

$$I_{д.ном} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,7 \cdot 0,957} = 86,185 \text{ А}.$$

Тогда пусковой ток равен:

$$I_{о.д} = 1,5 \cdot 5,3 \cdot 86,185 = 685,2 \text{ А}.$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится [ПУЭ п. 5.3.47] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{о.д}} \cdot k_{от.ч.сх} > 1,5, \quad (3.3)$$

где  $I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,561 = 7,414 \text{ кА}$  – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;  $k_{от.ч.сх(2)} = 1$  - коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ и ПО УРЗА ЭД к двухфазным КЗ.

$$k_{ч} = \frac{7,414}{685,2} = 10,82 > 1,5.$$

					Лист
					74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводятся к токовым аналоговым входам. Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{0.д} = \frac{I_{0.д}}{nt} \cdot k_{сх}, \quad (3.4)$$

где  $nt = \frac{I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{300}{5}$  – коэффициент трансформации;  $k_{сх(3)} = 1$  – коэффициент схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе для трехфазного режима работы.

$$I_{0.д(2)} = \frac{685,2 \cdot 5}{300} = 11,419 \text{ А,}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ (МТЗ-1) от 0.30 до 40 А [19].

## 2) Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном}, \quad (3.5)$$

где  $k_{отс} = 1,1$  – рекомендованное значение для ЗП ЭД.

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 86,185 = 94,8 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}}, \quad (3.6)$$

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{5,3 \cdot 86,185}{94,8} = 4,82.$$

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

$$t_{з.п.д} = 1,5 \cdot t_{п}, \quad (3.7)$$

где  $t_{п}$  – время пуска ЭД.

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

При выборе нормально инверсной характеристики (МЭК 255-4) выдержка времени МТЗ-3 определяется формулой (из РЭ на УРЗА):

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$t_{з. п. д} = \frac{0,14 \cdot T_{уст}}{\left(\frac{I_{д. пуск}}{I_{з. п. д}}\right)^{0,02} - 1}, \quad (3.8)$$

Выразив из формулы  $T_{уст}$ , рассчитаем уставку МТЗ-3 по времени:

$$T_{уст} = \frac{t_{з. п. д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д. пуск}}{I_{з. п. д}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = \frac{15 \cdot (4,82^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,42 \text{ с.} \quad (3.9)$$

Определим выдержку времени защиты от перегрузки при 1,5 перегрузке по формуле (3.8):

$$t_{з. п. д} = \frac{0,14 \cdot 3,42}{1,5^{0,02} - 1} = 58,8 \text{ с.}$$

Т. е. при полуторной перегрузке защита от перегрузки сработает и подаст сигнал примерно через минуту, а предельно допустимое время равно двум.

Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3):

$$t_{з. п. д}(2) = \frac{I_{з. п. д}}{nt} \cdot k_{сх}; \quad (3.10)$$

$$t_{з. п. д}(2) = \frac{94,8 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 1,58 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3) входит в допустимый диапазон уставок по току третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) от 0,07 до 20 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

### 3) Защита от затянутого пуска

Окончание режима запуска определяется по снижению тока до  $1,25 \cdot I_{д. ном.}$ . Исходя из этого целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{з. з. п. д} = 1,5 \cdot I_{д. ном.}; \quad (3.11)$$

$$I_{з. з. п. д} = 1,5 \cdot 86,185 = 129,3 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается больше нормального времени пуска (принято  $t_{п} = 10 \text{ с}$ ) и меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем  $t_{з. з. п. д} = 15 \text{ с}$ . Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

$$I_{з.з.п.д}(2) = \frac{I_{з.з.п.д}}{nt} \cdot k_{сх}; \quad (3.12)$$

$$I_{з.з.п.д}(2) = \frac{129,3 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 2,155 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,5 до 16 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. В заключение приведена таблица уставок ЗЗП ЭД.

#### 4) Защита от блокировки ротора

При внезапной блокировке ротора ЭД возникает тяжелая перегрузка, когда ток ЭД сопоставим с пусковым. Для надежного обнаружения факта блокировки ротора ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

$$I_{з.б.р.д} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном}; \quad (3.13)$$

$$I_{з.б.р.д} = \frac{5,3}{2} \cdot 86,185 = 228,4 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем  $t_{з.б.р.д} = 15$  с. Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД:

$$I_{з.б.р.д}(2) = \frac{I_{з.б.р.д}}{nt} \cdot k_{сх}; \quad (3.14)$$

$$I_{з.б.р.д}(2) = \frac{228,4 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 3,806 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗБР ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,5 до 16 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

#### 5) Защита минимального напряжения

По требованиям ПУЭ [п. 5.3.52] выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 - 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих [т. е. ТО] защит от м/ф КЗ [т. е. 0,5 с], а уставка по напряжению должна быть, как

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат.		

правило, не выше 70% номинального напряжения:  $U_{ЗМН} = 70 \text{ В}$ ;  $t_{ЗМН} = 0,5 \text{ с}$ . После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени  $t_{МАКС.ПАУЗЫ}$  напряжение восстановится и превысит значение  $U_{АПВ}$ , будет разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная [ФСК ЕЭС (Выбор уставок)] составляет 90% номинального напряжения:  $U_{АПВ} = 90 \text{ В}$ . Время восстановления напряжения  $t_{МАКС.ПАУЗЫ}$  должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателями.

Время восстановления напряжения:

$$t_{\text{макс. паузы}} = t_{\text{макс. рз}} + t_{\text{сам. зап}}, \quad (3.15)$$

где  $t_{\text{МАКС.РЗ}} = 2 \text{ с}$  – максимальное время срабатывания РЗ, принятое на этапе проектирования;  $t_{\text{САМ.ЗАП}} = 15 \text{ с}$  – время самозапуска.

$$t_{\text{макс. паузы}} = 2 + 15 = 17 \text{ с.}$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ  $t_{АПВ}$  после восстановления напряжения. Уставка рекомендованная ФСК ЕЭС (Выбор уставок) составляет:  $t_{АПВ} = 1 \text{ с}$ .

#### б) Устройство резервирования отказа выключателя

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 - 0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{уров}} = 0,1 \cdot I_{\text{д. ном}}; \quad (3.16)$$

$$I_{\text{уров}} = 0,1 \cdot 86,185 = 8,618 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров}}(2) = \frac{I_{\text{уров}}}{nt} \cdot k_{\text{сх}}; \quad (3.17)$$

$$I_{\text{уров}}(2) = \frac{8,618 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,144 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,07 до 2 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$t_{уров} = t_{откл.в.} + t_{возв.уров} + t_{погреш.уров} + t_{зап}, \quad (3.18)$$

где  $t_{откл.в.}$  - время отключения выключателя (полное);  $t_{возв.уров}$  - время возврата реле тока УРОВ;  $t_{погреш.уров}$  - погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;  $t_{зап}$  - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс. Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет  $\pm 25$  мс. Для выключателя ВВ/TEL-10-20/630 по РЭ полное время отключения составляет не более 0,025 мс.

$$t_{уров} = 0,025 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

### 3.2 Трансформатор 10/0,4 несущий постоянную нагрузку

В соответствии с ПУЭ и НТП ПС для трансформатора 10/0,4 кВ предусматриваются защиты, приведенные в таблице 38.

Таблица 38 – Защиты трансформатора 10/0,4 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
2	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
3	МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних м/ф и о/ф КЗ, с независимой выдержкой времени
4	Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0.4 кВ. По току, подключенному к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А0402. Терминалы трансформатора напряжения секции осуществляют функции трехступенчатой ЗМН, ЗПН, ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ , ИО напряжения обратной последовательности, контроля исправности ТН, АЧР, АВР.

Произведем расчет уставок, при этом примем, что трансформатор соединен с ячейкой КРУ короткой ( $L_{кл} = 50$  м) кабельной линией – АПвП 3х50/16-10.

#### 1) Токовая отсечка

От междуфазных КЗ в рассматриваемом УРЗА используется трехступенчатая ненаправленная МТЗ. 1 и 2 ступени МТЗ имеют независимые выдержки времени, третья может использоваться как с независимой, так и с зависимой выдержкой времени.

Для выполнения ТО Т целесообразно использовать 1 ступень МТЗ (МТЗ-1). Ток срабатывания ТО Т -  $I_{отТ}$  выбирается по двум условиям. 1 условие -  $I_{отТ}$  должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{от(1)} = k_{отс(1)} \cdot I_{к. макс. нн. вн}, \quad (3.19)$$

где  $k_{отс(1)} = 1,1 - 1,15$  – коэффициент отстройки;  $I_{к. макс. нн. вн}$  – ток КЗ на стороне НН приведенный к стороне ВН.

$$I_{от(1)} = 1,1 \cdot 0,587 = 0,646 \text{ кА.}$$

2 условие -  $I_{отТ}$  должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении Т под напряжение:

$$I_{от(1)} = k_{отс(2)} \cdot k_{бнт} \cdot I_{т. ном. вн}, \quad (3.20)$$

где  $k_{отс(2)} = 1,1$  коэффициент отстройки;  $k_{бнт} = 7,05$  - максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока;  $I_{т. ном. вн}$  - номинальный ток стороны ВН Т.

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{т. ном. вн} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. вн}}; \quad (3.21)$$

$$I_{т. ном. вн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,735 \text{ А.}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



Подставим получившееся значение в (3.20):

$$I_{OT(1)} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,735 = 0,447 \text{ кА},$$

За окончательный ток срабатывания ТО выбирается большее из токов, рассчитанных по 1 и 2 условиям, то есть 646 А.

Оценим чувствительность ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН трансформатора в минимальном режиме:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к. \text{ мин. вн}}}{I_{о. т}} \cdot K_{от. ч. сч}; \quad (3.22)$$

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,409}{646} \cdot 1 = 20,657 > 2.$$

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ ячейки КРУ. Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{т. \text{ раб. макс}} = \frac{K_{п} \cdot S_{т. \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. вн}}; \quad (3.23)$$

$$I_{т. \text{ раб. макс}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,83 \text{ А}.$$

Ток срабатывания при двухфазном КЗ:

$$I_{о. т(2)} = \frac{I_{о. т}}{nt} k_{сч}, \quad (3.24)$$

где  $nt = \frac{100}{5}$  – коэффициент трансформации ТТ;  $k_{сч(3)} = 1$  – коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы.

$$I_{о. т(2)} = \frac{646 \cdot 5}{100} = 32,3 \text{ А}.$$

Уставка тока срабатывания ТО Т (МТЗ-1) может быть задана в первичных, вторичных токах или в относительных единицах. Целесообразно задавать параметры во вторичных величинах. Допустимый диапазон уставки по току МТЗ-1 от 0,25 до 175 А вторичного тока при  $I_{2, \text{ ном. тт}} = 5 \text{ А}$ . Выдержка времени ТО Т  $t_{о. т} = 0 \text{ с}$  – минимальная допустимая выдержка времени МТЗ-1  $T_{ср. \text{ МТЗ-1}} = 0 \text{ с}$ .

2) МТЗ

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР				

$$I_{\text{МТЗ. Т}} = k_{\text{н.с}} \cdot \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{Т. раб. макс}}, \quad (3.25)$$

где  $k_{\text{н.с}} = 1,1$  - коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода Т на стороне НН (0,4 кВ);  $k_{\text{н}} = 1,1$  - коэффициент надежности, по МУ;  $k_{\text{с}} = 1,5 - 6$  - коэффициент самозапуска нагрузки;  $k_{\text{в}} = 0,95$  - коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА.

$$I_{\text{МТЗ. Т}} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80,83 = 154,43 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ Т при двухфазном КЗ на выводах 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. мин. нн. вн}}}{I_{\text{МТЗ. Т}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}, \quad (3.26)$$

где  $k_{\text{от.ч.сх.}} = 0,5$  - коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за Т Д/У-11 гр. Нормативное значение  $k_{\text{ч}}$  для МТЗ по ПУЭ [п. 3.2.31.1] около 1,5.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. мин. нн. вн}}}{I_{\text{МТЗ. Т}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх. Д/У - 11}} = \frac{2061}{97,3} \cdot 0,5 = 10,59 > 1,5$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{\text{МТЗ. Т}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ. Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}}, \quad (3.27)$$

$$I_{\text{МТЗ. Т}(2)} = \frac{154,43 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,722 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон - 0,5 - 175 А.

Выдержка времени МТЗ Т отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода НН:  $t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ав.в.нн}} + \Delta t$ , где  $\Delta t$  - ступень селективности.

Рабочий максимальный ток ввода НН Т:

$$I_{\text{в. нн. раб. макс}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. нн}}}, \quad (3.28)$$

$$I_{\text{в. нн. раб. макс}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2021 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН 0,4 кВ:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$I_{с. нн. раб. макс} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. нн}}, \quad (3.29)$$

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

Из таблицы 21  $i_y = 32,47$  кА. Выбираем к установке НКУ 0,4 кВ «Ассоль» (РУНН-ASSOL-2500/0,4 УХЛЗ.1) производства ЗАО «Электронмаш» (г. СПб) допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», с автоматическими выключателями Emax2 (ABB).

Термическое воздействие ТКЗ (время отключения 1 с - с большим запасом):

$$I_{с. нн. раб. макс} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. нн}}, \quad (3.30)$$

$$Bk = I^2_{к. макс. нн(0.4)} \cdot t_{откл} = 32,47^2 \cdot 1 = 1054 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные данные:

$$Bk = I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{дин} = 143 \text{ кА}$$

Выключатели Emax2 E2.2. N с каталожными данными  $I_{ном} = 1600$  А – секционный, 2500 – вводной  $> 1443, 2021$ , соответственно;

Определим ступень селективности между МТЗ стороны ВН Т и МТЗ расцепителя автоматического выключателя ввода НН Т:

$$\Delta t = t_{откл. ав. в. нн} + t_{погреш. мтз. ав. в. нн} + t_{погреш. мтз. т} + t_{возвр. мтз. т} + t_{зап}, \quad (3.31)$$

где  $t_{откл. ав. в. нн} = 0,04$  с - время отключения автомата ввода НН Т - по каталогу Emax2;  $t_{погреш. мтз. ав. в. нн} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03$  с - погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН Т. 10 % от уставки, но не более 0,04 с, по каталогу Emax2;  $t_{погреш. мтз. т} = 2\% \cdot 0,6 = 0,012$  с - погрешность выдержки времени МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ при уставках свыше 0,5 с;  $t_{возвр. мтз. т} = 0,06$  - время возврата МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ;  $t_{зап} = 0,1$  - время запаса по МУ ОАО «ФСК ЕЭС».

$$\Delta t = 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 = 0,242 \text{ с.}$$

Выдержка времени МТЗ Т:

$$t_{MTЗ. Т} = t_{MTЗ. ав. в. нн} + \Delta t; \quad (3.32)$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

$$t_{\text{МТЗ. Т}} = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Примем выдержку времени МТЗ трансформатора равной 0,6 с.

### 3) Защита от перегрузки

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

3. Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{\text{ЗП. Т}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т. ном. в}}, \quad (3.33)$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,05$  - коэффициент отстройки (по МУ);  $k_{\text{В}} = 0,95$  - коэффициент возврата.

$$I_{\text{ЗП. Т}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 57,735 = 63,8 \text{ А.}$$

Выдержка времени  $t_{\text{ЗП.Т}} = 9 \text{ с}$  - по рекомендации МУ.

$$I_{\text{ЗП. Т(2)}} = \frac{I_{\text{ЗП. Т}}}{nt} \cdot k_{\text{сх}}; \quad (3.34)$$

$$I_{\text{ЗП. Т(2)}} = \frac{63,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,19 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон - 0,5 - 175 А.

### 4) Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

Для трансформатора 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y0$  - величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой [20], поэтому ток о/ф КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за токораспределения по обмоткам трансформатора, фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ на  $\sqrt{3}$ :

$$I_{(1)\text{к. мин. нн}} = \frac{I_{(3)\text{к. мин. нн(вн)}}}{\sqrt{3}}; \quad (3.35)$$

$$I_{(1)\text{к. мин. нн}} = \frac{586}{\sqrt{3}} = 338 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН Т:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{(1)\text{к. мин. нн}}}{I_{\text{МТЗ. Т}}}; \quad (3.36)$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$K_{\text{ч}} = \frac{338}{154,43} = 2,2 > 1,5.$$

В данном случае чувствительность МТЗ на стороне ВН Т достаточна, и специальная ТЗНП от о/ф КЗ на стороне 0,4 Т может не выполняться.

### 5) УРОВ

Уставка УРОВ по току равная 4% от номинального входного тока (5 А для выбранного исполнения УРЗА) не подлежит регулированию. То есть ток срабатывания УРОВ составляет  $0,04 \cdot 5 = 0,2$  А.

Выдержка времени УРОВ рассчитывается как:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл. выкл}} + t_{\text{зап}}; \quad (3.37)$$

где  $t_{\text{откл. выкл}} = 0,025$  с - Для выключателя ВВ/TEL-10-20/630 по РЭ полное время отключения составляет не более 25 мс;  $t_{\text{зап}} = 0,2$  - рекомендуемый МУ запас по времени, с учетом времени возврата реле тока и погрешности реле времени УРОВ.

$$t_{\text{уров}} = 0,025 + 0,2 = 0,45 \text{ с.}$$

### 3.3 Кабельная линия

В соответствии с ПУЭ в таблице 39 приведены РЗА необходимые для защиты КЛ 10 кВ.

Таблица 39 – Защиты кабельной линии

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

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А01ХХ.

Данные терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации линии осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗОЗЗ, ЗНР, ЗДЗ, УРОВ, двукратного АПВ выключателя, АУВ, выполнения команд внешних воздействий АЧР с ЧАПВ и ПАА.

В зависимости от исполнения терминалы могут выполнять функции ИО направления мощности МТЗ, ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению, ЗМН, ИО направления мощности нулевой последовательности, ИО напряжения обратной последовательности, реализуемые при наличии в терминале аналоговых входных цепей напряжения.

1) Токовая отсечка без выдержки времени

Ток срабатывания токовой отсечки КЛ выбирается по двум условиям.

Первым условием является:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}, \quad (3.38)$$

где  $k_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени при использовании цифровых реле, может приниматься в пределах 1,1 - 1,15;  $I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце защищаемого объекта (КЛ) в максимальной режиме работы системы.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 8,561 = 9,845 \text{ кА.}$$

Второе условие:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_{\text{У}} \cdot \sum I_{\text{Д.ПУСК}}, \quad (3.39)$$

где  $k_{\text{БНТ}} = 5$  - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания при включении силовых трансформаторов;  $\sum I_{\text{Т.НОМ}}$  – сумма номинальных токов всех трансформаторов РУ цеха;  $k_{\text{У}} = 1,3 - 1,8$  – коэффициент, учитывающий ударное значение пускового тока ЭД;  $\sum I_{\text{Д.ПУСК}}$  – сумма пусковых токов тех ЭД цеха, которые участвуют в самозапуске.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq 5 \cdot (3 \cdot 57,7) + 1,8 \cdot (1 \cdot 1520) = 3,602 \text{ кА.}$$

Определяющим для выбора тока срабатывания ТО в данном примере является 1 условие.

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		86

Определим вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{ТО.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{ТО.КЛ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}, \quad (3.40)$$

где  $n_{\text{T}} = \frac{400}{5}$  – коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{\text{ТО.КЛ.ВТ}} = \frac{9,845 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 123 \text{ А.}$$

Допустимый диапазон срабатывания по току МТЗ-1 от 2 до 200 А вторичного тока.

## 2) Токовая отсечка с выдержкой времени

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается по 1 условию от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, т.е. ТО трансформатора 10/0,4 кВ и ЭД цеха. Наибольшим является ток отсечки электродвигателя – 685 А.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq 1,15 \cdot I_{\text{ТО.Д}}, \quad (3.41)$$

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 685 = 787,75 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО ВВ отстраивается по 2 условию от максимально-допустимого пускового тока. В рассматриваемом случае ЭД запускаются поочередно, следовательно:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} \geq k_{\text{Н}} \cdot \left( \sum I_{\text{Д.ПУСК}} + \sum I_{\text{Д.НОМ}} + \sum I_{\text{Т.НОМ}} \right), \quad (3.42)$$

где  $\sum I_{\text{Д.ПУСК}}$ ,  $\sum I_{\text{Д.НОМ}}$  и  $\sum I_{\text{Т.НОМ}}$  – суммарный пусковой ток ЭД (запускающихся во вторую очередь), суммарный номинальный ток ЭД (уже запущенных) и суммарный номинальный ток трансформатора.

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} \geq 1,1 \cdot (1 \cdot 1520 + 1 \cdot 267 + 3 \cdot 57,7) = 1960 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО ВВ при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы на шинах цеха. Двухфазное КЗ в минимальное режиме работы:

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К2.МИН}}^{(3)}, \quad (3.43)$$

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 8,528 = 7,385 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		87

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.КЛ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)}, \quad (3.44)$$

где  $k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = 1$  – коэффициент чувствительности схемы соединения ТТ и ИО тока неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе к двухфазным КЗ.

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.КЛ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{7385}{1960} \cdot 1 = 3,768.$$

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

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_t} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1960 \cdot 5}{400} 1 = 24,5 \text{ А}. \quad (3.45)$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-2 [21]:  $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} =$  от 1 до 200 А вторичного тока.

Выдержка времени ТОВВ по 1 условию отстраивается от времени действия ТО ЭД и Т цеха. Так как в терминалах серии БЭ2502 возможна установки выдержки времени равно нулю, то время действия, ТО ЭД и Т цеха определяется собственным временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с, следовательно:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t = 0,04 + \Delta t_{(1)}. \quad (3.46)$$

Кроме того, по 2 условию должна быть обеспечена селективность при КЗ на шинах цеха и срабатывании ЛЗШ, то есть:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + \Delta t_{(2)}, \quad (3.47)$$

где  $t_{\text{ЛЗШ}}$  - выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя, по составляет 0,1 с.

Определяющим является второе условие.

$$\Delta t_{(2)} = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (3.48)$$

где  $t_{\text{ОТК.ВВ}} = 0,025$  с - полное время отключения вводного выключателя цеха;  $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,025$  с - погрешность органа времени УРЗА БЭ2502;  $t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} = 0,05$  с - время возврата ИО тока ТОВВ;  $t_{\text{ЗАП}} = 0,1$  с - время запаса.

$$\Delta t_{(2)} = 0,025 + 2 \cdot 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,225 \text{ с}.$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		88



Тогда по (3.47) время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 0,1 + 0,225 = 0,325 \text{ с.}$$

### 3) Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ КЛ выбирается по двум условиям.

Первое условие:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}, \quad (3.49)$$

где  $k_{\text{Н}} = 1,1$  - коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле;  $k_{\text{В}} = 0,94$  - коэффициент возврата ИО по току по [21];  $k_{\text{СЗ}}$  - коэффициент самозапуска нагрузки, подлежит расчету для КЛ к РУ цеха.

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

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{раб. макс. кл}}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot N_{\text{СЗ}} \cdot S_{\text{д. ном}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т. ном}}}{N_{\text{д}} \cdot S_{\text{д. ном}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т. ном}}}; \quad (3.50)$$
$$k_{\text{СЗ}} = \frac{5,3 \cdot 1 \cdot 1,428 + 3 \cdot 1}{2 \cdot 1,428 + 3 \cdot 1} = 1,8.$$

Подставляем получившееся значение в (3.49):

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} \geq \frac{1,1 \cdot 1,8}{0,94} \cdot 274,93 = 579,108 \text{ А.}$$

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

Второе условие:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}}, \quad (3.51)$$

где  $k_{\text{НС}} = 1,1$  - коэффициент надежности согласования;  $I_{\text{МТЗ.ВВ}}$  - ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранный по первому условию.

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}} \geq 1,1 \cdot 579,108 = 637,02 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ КЛ. Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах РУ цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} \geq \frac{I_{\text{к2мин}}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} k_{\text{от.ч.сх}}; \quad (3.52)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} \geq \frac{8,528}{637,02} = 13,4.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,5), пуск по напряжению не требуется.

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} \geq \frac{I_{\text{КЗМИН}}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.схД}}; \quad (3.53)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} \geq \frac{15,386}{637,02} \cdot 1 = 24,15.$$

Больше нормативного (1,2), поэтому зона действия распространяется на сторону НН трансформатора 10/0,4 цеха.

Произведем выбор выдержки времени МТЗ, которое должно быть согласовано с МИЗ ВВ РУ цеха и предохранителями на стороне 10 кВ ТСН цеха.

Определим время срабатывания предохранителя  $t_{\text{ПКТ}}$  при двухфазном ТКЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме работы системы. Так как [22] допускается 20% разброс по току время-токовых характеристик предохранителей выше 1 кВ, уменьшим расчетный ток на 20%, который составит 6,822 кА.

По каталогу на ранее выбранные предохранители ТСН определяется  $t_{\text{ПКТ}}$  для определенного расчетного тока. Для расчетного тока  $I_{\text{КЗ.РАСЧ}} = 6822$  А время срабатывания предохранителя ПКТ-101-10-3,2-12,5 составит  $t_{\text{ПКТ}} < 0,01$  с. В дальнейших расчетах наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха. Выдержка времени МТЗ ВВ РУ цеха выполняет функцию резервной защиты, следовательно не зависит от тока. По величине выдержка времени ВВ отстроена от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ цеха:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t, \quad (3.54)$$

где  $\Delta t = 0,225$  - ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 0,6 + 0,225 = 0,825 \text{ с.}$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой характеристикой выдержки времени при КЗ в точке К5:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$t_{\text{МТЗ. кл}} = t_{\text{МТЗ. вв}} + \Delta t; \quad (3.55)$$

$$t_{\text{МТЗ. кл}} = 0,825 + 0,25 = 1,075 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К5:

$$K_{\text{МТЗ. кл. к5}} = \frac{I_{\text{к5. макс}}}{I_{\text{МТЗ. кл}}}; \quad (3.56)$$

$$K_{\text{МТЗ. кл. к5}} = \frac{8561}{637,02} = 13,44.$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с зависимой характеристикой выдержки времени при КЗ в точке К2 будет:

$$t_{\text{МТЗ. кл}} = t_{\text{МТЗ. вв}} + \Delta t_{\text{утонен}}. \quad (3.57)$$

По данным РЭ при использовании МТЗ с зависимой выдержкой времени погрешность органа времени существенно выше (до 13% при кратности тока от 2 до 5), что увеличивает погрешность (вместо 0,025 с будет  $t_{\text{МТЗ. кл}} \cdot 13\%$ ). Попробовав несколько вариантов, выберем  $t_{\text{МТЗ. кл}} = 1,21 \text{ с}$ , что даст погрешность  $1,24 \cdot 13\% = 0,157 \text{ с}$ , следовательно степень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ КЛ нужно увеличить на  $0,157 - 0,025 = 0,132 \text{ с}$ . Степень селективности составит:  $0,25 + 0,132 = 0,382 \text{ с}$ . Подставим данное значение в (3.57):

$$t_{\text{МТЗ. кл}} = t_{\text{МТЗ. вв}} + \Delta t_{\text{утонен}} = 0,825 + 0,382 \approx 1,21 \text{ с.}$$

#### 4) Ускорение МТЗ

Для ускоряемой ступени устанавливается временная задержка:

$$t_{\text{ср. уск}} = t_{\text{в. разн}} + t_{\text{с}} \quad (3.58)$$

где  $t_{\text{в. разн}}$  - время разновременности включения фаз выключателя, по данным [2], не более 1,7 мс;  $t_{\text{з}} = 0,1$  время запаса.

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

Время ввода ускорения из методических указаний по выбору параметров срабатывания УРЗА ФСК ЕЭС принимается 1,0 с.

					П-472.13.03.02.2020.124 ВКР	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

## 5) Направленная защита от ОЗЗ

Первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{\text{ЗОЗЗ. кл}} = \frac{I_{\text{С}\Sigma} - I_{\text{С. кл}}}{k_{\text{ч. норм}}}, \quad (3.59)$$

где  $I_{\text{С}\Sigma}$  - суммарный емкостной ток;  $I_{\text{С. кл}}$  - собственный емкостной ток КЛ;  $k_{\text{ч. норм}}$  - нормативный коэффициент чувствительности.

$$I_{\text{ЗОЗЗ. кл}} = \frac{19,3 - 3,22}{2} = 8,04 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания ЗОЗЗ:

$$I_{\text{ЗОЗЗ. кл. вт}} = \frac{I_{\text{ЗОЗЗ. кл}}}{n0t}; \quad (3.60)$$

$$I_{\text{ЗОЗЗ. кл. вт}} = \frac{8,04}{25} = 0,322 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗОЗЗ входит в допустимый диапазон уставок по току  $3I_0$  от 0,01 до 2 А.

Время срабатывания ЗОЗЗ определяется условиями эксплуатации и по рекомендации МУ ФСК задается в пределах 10 - 20 с.

## 6) УРОВ

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 - 0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{раб. макс. кл}}; \quad (3.61)$$

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot 294 = 14,7 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров}}(2) = \frac{I_{\text{уров}}}{nt}; \quad (3.62)$$

$$I_{\text{уров}}(2) = \frac{I_{\text{уров}}}{nt} = \frac{14,7 \cdot 5}{400} = 0,184 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,35 до 10 А при номинальном

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{уров}}(2)_{\text{факт}} = 0,35 \text{ А}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл. в.}} + t_{\text{возв. уров}} + t_{\text{погреш. уров}} + t_{\text{зап}}; \quad (3.63)$$

где  $t_{\text{откл. в.}} = 0,025 \text{ с}$  - полное время отключения по РЭ выключателя ВВ/ТЕЛ;  
 $t_{\text{возв. уров}} = 0,05 \text{ с}$  - время возврата реле тока УРОВ;  $t_{\text{погреш. уров}} = 0,025 \text{ с}$  - погрешность реле времени УРОВ;  $t_{\text{зап}}$  - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$t_{\text{уров}} = 0,025 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,2 \text{ с},$$

### 3.4 Секционный выключатель

Приведем в таблице защиты необходимые на вводных выключателях РУ.

Таблица 40 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда. с доп. реле.
2	АВР	-
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А02ХХ. Терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗДЗ, ЗНР, ЛЗШ, УРОВ, АВР, АУВ.

#### 1) МТЗ

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

Первое условие – отстройка от суммарного максимального тока секции:

$$I_{\text{МТЗ. СВ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб. макс. СВ}}, \quad (3.64)$$

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

реле;  $k_B = 0,95$  - коэффициент возврата ИО по току по [23];  $k_{C3} = 2,5$  - коэффициент самозапуска нагрузки секции (в данном случае цеха);  $I_{РАБ.МАКС.СВ} = 866,025$  А – максимальный рабочий ток секционного выключателя, найденный в п. 2.5.5.

$$I_{МТЗ.СВ(1)} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 866,025 = 2507 \text{ А,}$$

Второе условие – согласование с током срабатывания МТЗ отходящих КЛ к цеху:

$$k_{ч. МТЗ. СВ. ОЗД} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ. МИН. НН. ПС}}{I_{МТЗ. СВ}} \cdot k_{ОТ. Ч. СХ}; \quad (3.65)$$

$$k_{ч. МТЗ. СВ. ОЗД} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10749}{2507} \cdot 1 = 3,7.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,5), пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах РУ цеха:

$$k_{ч. МТЗ. СВ. ЗР} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ. МИН. РУ. ПС}}{I_{МТЗ. СВ}} \cdot k_{ОТ. Ч. СХ}; \quad (3.66)$$

$$k_{ч. МТЗ. СВ. ЗР} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8528}{2507} \cdot 1 = 2,95.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,2), надежное резервирование обеспечено. В ячейке КРУ был выбран ТПОЛ-10М-3Р-1000/5 с коэффициентом трансформации  $n_T = 1000/5$ .

$$K_{МТЗ. СВ. НН. ПС} = \frac{I_{КЗ. МАКС. НН. ПС}}{I_{МТЗ. СВ}}; \quad (3.67)$$

$$K_{МТЗ. КЛ. НН. ПС} = \frac{I_{КЗ. МАКС. НН. ПС}}{I_{МТЗ. КЛ}}; \quad (3.68)$$

$$K_{МТЗ. СВ. НН. ПС} = \frac{10812}{2507} = 4,3;$$

$$K_{МТЗ. КЛ. НН. ПС} = \frac{10812}{637,02} = 16,97.$$

Время срабатывания МТЗ КЛ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ. кл. КЗ. НН. ПС}} = \frac{\text{куст. МТЗ. кл} \cdot 80}{K_{\text{МТЗ. кл. НН. ПС}}^2 - 1}; \quad (3.69)$$

$$t_{\text{МТЗ. кл. КЗ. НН. ПС}} = \frac{0,2 \cdot 80}{16,97^2 - 1} = 0,056 \text{ с.}$$

Определим ступень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t = t_{\text{откл. кл}} + 2 \cdot t_{\text{погреш. ов}} + t_{\text{возвр. ио. т}} + t_{\text{зап}}; \quad (3.70)$$

где  $t_{\text{откл. св}} = 0,025$  с - полное время отключения выключателя КЛ;  $t_{\text{погреш. ов}} = 0,06981$  с - погрешность органа времени УРЗА;  $t_{\text{возвр. ио. т}} = 0,04$  с - время возврата ИО тока МТЗ;  $t_{\text{зап}} = 0,1$  с - время запаса [13].

$$\Delta t = 0,025 + 2 \cdot 0,06981 + 0,1 = 0,305 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{МТЗ. св. КЗ. НН. ПС}} = t_{\text{МТЗ. кл. КЗ. НН. ПС}} + \Delta t; \quad (3.71)$$

$$t_{\text{МТЗ. св. КЗ. НН. ПС}} = t_{\text{МТЗ. кл. КЗ. НН. ПС}} + \Delta t = 0,056 + 0,305 = 0,361 \text{ с.}$$

Уставка по времени МТЗ СВ:

$$k_{\text{МТЗ. св}} = \frac{t_{\text{МТЗ. св. КЗ. НН. ПС}}}{80} \cdot [(K_{\text{МТЗ. св. КЗ. НН. ПС}})^2 - 1]; \quad (3.72)$$

$$k_{\text{МТЗ. св}} = \frac{0,361}{80} \cdot [4,3^2 - 1] = 0,08 \text{ с.}$$

Допустимый диапазон 0,025 - 1,2 с.

## 2) Логическая защита шин

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

$$I_{\text{ЛЗН}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ. мин. НН. ПС}}}{k_{\text{ч. н}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}; \quad (3.73)$$

$$I_{\text{ЛЗН}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10749}{1,5} \cdot 1 = 6,2 \text{ кА.}$$

Так как ток срабатывания превышает допустимый для уставки ток (3 кА), примем  $I_{\text{ЛЗШ}} = 3$  кА. Принятое значение тока срабатывания ТО ЛЗШ СВ больше

					П-472.13.03.02.2020.124 ВКР	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатывания от максимальных токов нагрузки не будет.

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{лзш} \geq t_{сраб. ио. т} + t_{погреш. ов} + t_{возвр. ио. т} + t_{зап}; \quad (3.74)$$

где  $t_{сраб. ио. т} = 0,05$  с - время срабатывания измерительного органа тока;  $t_{погреш. ов} = 0,05$  с - погрешность органа времени;  $t_{возвр. ио. т} = 0,04$  с - время возврата ИО Т;  $t_{зап} = 0,1$  с – время запаса.

$$t_{лзш} \geq 0,05 + 0,05 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с,}$$

### 3) АВР

Для пуска АВР при исчезновении напряжения основного источника используется реле минимального напряжения. Уставка срабатывания этих реле выбирается в диапазоне 25-40% от  $U_{НОМ}$ , то есть при 35% – 3,5 кВ.

Время срабатывания пускового органа устройства АВР ( $t_{ср. АВР}$ ) выбирается по следующим условиям.

Первое условие – по отстройке от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать уменьшение напряжения, ниже принятого по условию:

$$t_{ср. АВР(1)} \geq t_{с.з} + \Delta t; \quad (3.75)$$

где  $t_{с.з}$  — наибольшее время срабатывания указанных защит, то есть 0,24 с;  $\Delta t$  — ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени со шкалой до 9 с.

$$t_{ср. АВР(1)} \geq 0,24 + 0,6 = 0,84 \text{ с}$$

Второе условие – по согласованию действия АВР с устройствами защиты КЛ, идущих к РУ:

$$t_{ср. АВР(2)} \geq t_{с.з.л} + t_{зап}; \quad (3.76)$$

где  $t_{с.з.л}$  — наибольшее время действия защиты КЛ, то есть 1,21 с;  $t_{зап}$  — запас по времени, принимаемый равным 2 - 3,5 с.

$$t_{ср. АВР(2)} \geq 1,21 + 2,0 = 3,21 \text{ с}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		



#### 4) УРОВ

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб. макс. св}; \quad (3.77)$$

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб. макс. св} = 0,05 \cdot 866,025 = 43,3 \text{ А.}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб. макс. св}; \quad (3.78)$$

где  $t_{откл.в} = 0,025 \text{ с}$  - полное время отключения по РЭ выключателя ВВ/TEL;

$t_{возв.уров} = 0,035 \text{ с}$  - время возврата реле тока УРОВ;  $t_{погреш.уров} = 0,05 \text{ с}$  -

погрешность реле времени УРОВ;  $t_{зап}$  - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$t_{уров} = 0,025 + 0,035 + 0,05 + 0,1 = 0,21 \text{ с,}$$

Допустимый диапазон от 0 до 50 с, с шагом 0,01 с, принимаем  $t_{уров} = 0,21 \text{ с}$ .

### 3.5 Вводной выключатель

В таблице 41 представлены защиты, которые должны быть установлены на вводных выключателях.

Таблица 41 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

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

Данным требованиям удовлетворяет терминал ЭКРА 217 0602. Терминал ЭКРА 217 0602 предназначен для использования в качестве защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации ввода на секцию шин.

#### 1) МТЗ

Ток срабатывания МТЗ-3 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:  
 $I_{МТЗ-3.ВВ} = k_{НС} \cdot I_{МТЗ.СВ} = 1,1 \cdot 2507 = 2758 \text{ А.}$

Чувствительность МТЗ-3 ВВ в ОЗД (шины НН ПС):

$$k_{\text{ч. мтз}} - \text{з. вв. озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. нн. пс}}}{I_{\text{мтз}} - \text{з. вв}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}; \quad (3.79)$$

$$k_{\text{ч. мтз}} - \text{з. вв. озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10749}{2758} \cdot 1 = 3,375.$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА - полная звезда. Коэффициент чувствительности в ОЗД больше нормативного значения 1,5 пуск по напряжению не требуется.

Чувствительность МТЗ-3 ВВ в ЗР (шины РУ цехов):

$$k_{\text{ч. мтз}} - \text{з. вв. озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. ру. цеха}}}{I_{\text{мтз}} - \text{з. вв}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}}; \quad (3.80)$$

$$k_{\text{ч. мтз}} - \text{з. вв. озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8528}{2758} \cdot 1 = 2,7.$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТПОЛ-10М-3Р-1500/5 с  $n_T = 1500/5$ .

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{ч. мтз}} - \text{з. вв} = \frac{I_{\text{мтз}} - \text{вв.}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}; \quad (3.81)$$

$$I_{\text{ч. мтз}} - \text{з. вв} = \frac{2758 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 9,2 \text{ А.}$$

Допустимый диапазон от 0,5 до 25 А по РЭ. Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{. мтз. св. нн. пс}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн. пс}}}{I_{\text{мтз. св}}}; \quad (3.82)$$

$$K_{\text{. мтз. св. нн. пс}} = \frac{10812}{2507} = 4,3.$$

Кратность МТЗ-3 ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{. мтз. вв. нн. пс}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн. пс}}}{I_{\text{мтз}} - \text{з. вв}}; \quad (3.83)$$

$$K_{\text{. мтз. вв. нн. пс}} = \frac{10812}{2758} = 3,92.$$

Время срабатывания МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

					П-472.13.03.02.2020.124 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		98

$$t_{\text{МТЗ. СВ. НН. ПС}} = \frac{k_{\text{уст. МТЗ. СВ}} \cdot 80}{K_{\text{МТЗ. СВ. КЗ. НН. ПС}}^2 - 1}; \quad (3.84)$$

$$t_{\text{МТЗ. СВ. НН. ПС}} = \frac{0,22 \cdot 80}{4,3^2 - 1} = 1,006 \text{ с.}$$

Определим ступень селективности между МТЗ-3 ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t = t_{\text{откл. св}} + t_{\text{погреш. ов}} + t_{\text{возвр. ио. т}} + t_{\text{зап}}; \quad (3.85)$$

где  $t_{\text{откл. св}} = 0,025$  с - полное время отключения выключателя СВ;  $t_{\text{погреш. ов}} = 0,21$  с – 13% от 1,616 с - времени срабатывания при кратности тока от 2 до 5 и работе МТЗ по чрезвычайно инверсной характеристики времени;  $t_{\text{возвр. ио. т}} = 0,065$  с - время возврата ИО тока МТЗ-3 ВВ;  $t_{\text{зап}} = 0,1$  с - время запаса.

$$\Delta t = 0,025 + 2 \cdot 0,21 + 0,065 + 0,1 = 0,61 \text{ с.}$$

Расчетное время срабатывания МТЗ-3 ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ. ВВ. КЗ. НН. ПС}} = t_{\text{МТЗ. СВ. КЗ. НН. ПС}} + \Delta t; \quad (3.86)$$

$$t_{\text{МТЗ. ВВ. КЗ. НН. ПС}} = 1,006 + 0,61 = 1,616 \text{ с.}$$

Уставка по времени МТЗ-3 ВВ:

$$K_{\text{МТЗ - 3. ВВ}} = \frac{t_{\text{МТЗ - 3. ВВ. КЗ. НН. ПС}}}{80} [K_{\text{МТЗ. ВВ. НН. ПС}}^2 - 1]; \quad (3.87)$$

$$K_{\text{МТЗ - 3. ВВ}} = \frac{1,616}{80} [3,92^2 - 1] = 0,29 \text{ с.}$$

2) 2 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени

Так как 3 ступень МТЗ не может действовать с ускорением при включении ВВ на КЗ, для реализации этой функции задействована 2 ступень МТЗ. Ток срабатывания ступени  $I_{\text{МТЗ2. ВВ}} = I_{\text{МТЗ3. ВВ}} = 2758$  А.

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой, то есть  $t_{\text{МТЗ2}} = 300$  с.

Выдержка времени 2 ступени при ускорении равна минимально допустимой – 0,1 с.

3) ЛЗШ

Ток срабатывания МТЗ-3 для НН ПС:

$$I_{\text{МТЗ - З. ВВ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ. МИН. НН. ПС}} \cdot k_{\text{Ч. Н}} \cdot k_{\text{ОТ. Ч. СХ}}; \quad (3.88)$$

$$I_{\text{МТЗ - З. ВВ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8528 \cdot 1 = 4,924 \text{ кА}.$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ - З. ВВ}} = \frac{4924 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 16,4 \text{ А}.$$

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{ср. ио. т}} + t_{\text{погр. ов}} + t_{\text{возвр. ио. т}} + t_{\text{зап}}, \quad (3.89)$$

где  $t_{\text{ср. ио. т}} = 0,065 \text{ с}$  - время срабатывания измерительного органа тока;  $t_{\text{погр. ов}} = 0,025 \text{ с}$  - погрешность органа времени;  $t_{\text{возвр. ио. т}} = 0,065 \text{ с}$  - время возврата ИО Т;  $t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с}$ .

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0,065 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,26 \text{ с}.$$

Допустимый диапазон от 0,05 до 300 с с шагом 0,01 с.

#### 4) УРОВ

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot 1443 = 72,15 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = \frac{72,15 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 0,24 \text{ А}.$$

Принимаем вторичный ток срабатывания УРОВ  $I_{\text{уров(2)}} = 0,25 \text{ А}$ .

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл. в}} + t_{\text{возвр. уров}} + t_{\text{погр. уров}} + t_{\text{зап}}, \quad (3.90)$$

где  $t_{\text{откл. в}} = 0,025 \text{ с}$  - полное время отключения по РЭ выключателя ВВ/ТЕЛ;  $t_{\text{возвр. уров}} = 0,03 \text{ с}$  - время возврата реле тока УРОВ;  $t_{\text{погр. уров}} = 0,025 \text{ с}$  - погрешность реле времени УРОВ;  $t_{\text{зап}}$  - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$t_{\text{уров}} = 0,025 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,18 \text{ с}.$$

Допустимый диапазон от 0,1 до 1,0 с, с шагом 0,01 с.

					П-472.13.03.02.2020.124 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		100

### 3.6 Трансформатор напряжения

Принимаем терминал БЭ2502А0402. Терминал трансформатора напряжения секции осуществляют функции трехступенчатой ЗМН, ЗПН, ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ , ИО напряжения обратной последовательности, контроля исправности ТН, АЧР, АВР.

#### 1) Пуск по напряжению МТЗ

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{\text{вмб. ул}} = \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}}; \quad (3.91)$$

где  $U_{\text{мин}} = 85$  В - минимальное напряжение на шинах НН ПС в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;  $k_{\text{отс}} = 1,2$  - коэффициент отстройки;  $k_{\text{в}} = 1,07$  - коэффициент возврата.

$$U_{\text{вмб. ул}} = \frac{85}{1,2 \cdot 1,07} = 66 \text{ В},$$

Допустимый диапазон от 5 до 100 В.

Оценка чувствительности пускового органа напряжения производится при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ к цеху. По каталогу изготовителя кабеля:

$$R_{\text{уд. кл}} = 0,206 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$X_{\text{уд. кл}} = 0,056 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{\text{уд. кл}} = \sqrt{R^2_{\text{уд. кл}} + X^2_{\text{уд. кл}}}; \quad (3.92)$$

$$Z_{\text{уд. кл}} = \sqrt{0,206^2 + 0,056^2} = 0,213 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

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

$$U_{\text{л. ост}} = \sqrt{3} \cdot Z_{\text{уд. кл}} \cdot I_{\text{кз. мин. ру}}; \quad (3.93)$$

					П-472.13.03.02.2020.124 ВКР	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$U_{л.ост} = \sqrt{3} \cdot 0,213 \cdot 8,528 = 3,146 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение при этом составит  $U_{л.ост(2)} = 31,46 \text{ В}$  (т. к. коэффициент трансформации измерительного ТН составляет  $n_H = 10 \text{ кВ/100 В}$ ).

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{U_{вмб.ил}}{U_{л.ост(2)}}; \quad (3.94)$$

$$k_{ч} = \frac{66}{31,46} = 2,1 > 1,5.$$

## 2) Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю

Напряжение срабатывания реле 1 ступени УКИ в соответствии с [24]  $U_{ОЗЗРН1} = 5 \text{ В}$ , с допустимым диапазоном 1 – 100 В.

Время срабатывания 1 ступени УКИ в соответствии с [24]  $t_{ОЗЗРН1} = 10 \text{ с}$ , с допустимым диапазоном 0,02 – 100,0 с.

## 3) ЗМН

ЗМН выполнена двухступенчатой. Первая ступень используется для отключения ВВ секции шин 10 кВ при исчезновении напряжения с запуском АВР СВ. Вторая используется для отключения части ЭД секции, с целью облегчения самозапуска оставшихся включенными ЭД.

Первая ступень ЗМН. Вторичное напряжение срабатывания по рекомендации составляем  $U_{ЗМН.РН1} = 70 \text{ В}$ .

Выдержка времени первой ступени:

$$t_{ЗМНТ1} = t_{\text{макс. рз}} + \Delta t; \quad (3.95)$$

где  $t_{\text{макс. рз}}$  - наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ, контролируемого АВР ниже принятого напряжения срабатывания;  $\Delta t$  - ступень селективности.

Определим ступень селективности, между ОВ 1 ст. ЗМН и МТЗ Т:

$$\Delta t = t_{\text{отк. в. т}} + 2 \cdot t_{\text{погреш. ов}} + t_{\text{возвр. ио. т}} + t_{\text{зап}}; \quad (3.96)$$

где  $t_{\text{отк. в. т}} = 0,055 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя ВЭБ-УЭТМ-110;  $t_{\text{погреш. ов. т}} = 0,052$  погрешность МТЗ Т;  $t_{\text{погреш. ов. змн}} = 0,058$  погрешность МТЗ

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		102

ЗМН;  $t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} = 0,04$  с - время возврата ИО напряжения ЗМН;  $t_{\text{ЗАП}} = 0,1$  с - время запаса.

$$\Delta t = 0,055 + 0,052 + 0,058 + 0,04 + 0,1 = 0,305 \text{ с,}$$

Подставим в (3.95):

$$t_{\text{ЗМНТ1}} = 1,239 + 0,305 = 1,544$$

Вторая ступень ЗМН

Напряжение срабатывания 2 ступени  $U_{\text{ЗМН.РН2}} = 50$  В при диапазоне 5...100 В, а время срабатывания  $t_{\text{ЗМН.2}} = 5$  с при диапазоне 0,2...100 с [24].

### 3.7 Трансформатор 100/10 кВ

В таблице 42 приведены защиты предусматриваемые по п. 3.2.51 [2] для трансформаторов 110/10 кВ.

Таблица 42 – Виды РЗА трансформатора 110/10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых КЗ
Газовая защита	От понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3 релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	Как для ВН
Защита от перегрузки	От токов перегрузки с независимой выдержкой времени и действием на сигнал
Автоматика регулирования РПН	Регулирует коэффициент трансформации
Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей ВН
УРОВ	Каждого из выключателей ВН

Принимаем шкаф ШЭ2607 041073. Реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит ДЗТ от всех видов КЗ внутри бака, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1 секции и МТЗ НН2 секции, ЗП, реле для пуска автоматики охлаждения, УРОВ выключателя ВН; обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, РПН и действует на отключение через две группы отключающих реле и выполнен на основе промежуточных реле. Оснащен устройствами контроля изоляции цепей ГЗ.

1) ДЗТ с торможением

$$I_{\text{ном. т. ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. ВН}}};$$

$$I_{\text{ном. т. ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток НН:

$$I_{\text{ном. т. НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. НН}}};$$

$$I_{\text{ном. т. НН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН:

$$I_{1. \text{ ном. тт. вн}} \geq \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. вн}}};$$

$$I_{1. \text{ ном. тт. вн}} \geq \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А.}$$

На сторону ВН был выбран ТТ ТВГ-УЭТМ-110-УХЛ1-200/5А с коэффициентом трансформации 200/5. На сторону НН был выбран ТТ ТПОЛ-10М-ЗР-1500/5 с коэффициентом трансформации 1500/5.

Определим вторичные токи срабатывания для стороны ВН:

$$I_{\text{ном. т. в. ВН}} = \frac{I_{\text{ном. т. ВН}} \cdot k_{\text{сх. тт}}}{K_i};$$

$$I_{\text{ном. т. в. ВН}} = \frac{125,5 \cdot 5 \cdot 1}{200} = 3,14 \text{ А.}$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		104



Определим вторичные токи срабатывания для стороны ВН:

$$I_{\text{ном. т. в. НН}} = \frac{I_{\text{ном. т. НН}} \cdot k_{\text{сх. тт}}}{K_i};$$

$$I_{\text{ном. т. в. НН}} = \frac{1375 \cdot 5 \cdot 1}{1500} = 4,583 \text{ А.}$$

Найдем коэффициенты уравнивания:

$$K_i = \frac{I_{\text{ном. т. в. ВН}}}{I_{\text{ном. т. в. НН}}};$$

$$K_i = \frac{3,14}{4,583} = 0,685$$

$$K_{\text{ур. вН}} = \frac{200}{125,5} = 1,594$$

$$K_{\text{ур. нН}} = \frac{1500}{1375} = 1,091.$$

Уставка тока начала торможения:

$$I_{\text{торм. нач}} = 0,6 \cdot I_{\text{ном. т. вН}}$$

$$I_{\text{торм. нач}} = 0,6 \cdot 125,5 = 75,3$$

Ток небаланса из-за наличия РПН:

$$I_{\text{нб. нач. торм}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{тр}}) \cdot I_{\text{вн. расч}},$$

где  $k_{\text{пер}}=1,1$  – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока;  $k_{\text{одн}} = 1$  – коэффициент, учитывающий различие характеристик ТТ на сторонах ВН и НН;  $\varepsilon = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;  $I_{\text{вн. расч}}=125,5$  – первичный ток на стороне ВН трансформатора;  $\Delta U=0,16$  – половина диапазона регулирования РПН;  $k_{\text{тр}}=1$  – коэффициент токораспределения.

$$I_{\text{нб. нач. торм}} = (1,1 \cdot 0,1 \cdot 1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 125,5 = 33,885 \text{ о. е.}$$

Минимальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{ср. мин}}(1) \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб. нач. торм}};$$

$$I_{\text{ср. мин}}(1) \geq 1,1 \cdot 33,885 = 37,273 \text{ о. е.}$$

Проверка недействия ДЗТ при броске тока намагничивания:

$$I_{\text{ср. мин}}(2) \geq 0,3 \cdot I_{\text{ном. т. вН}};$$

$$I_{\text{ср. мин}}(2) \geq 0,3 \cdot I_{\text{ном. т. вН}} = 0,3 \cdot 125,5 = 37,65 \text{ о. е.}$$

Окончательно принимаем  $I_{\text{ср. мин}}=37,65 \text{ о. е.}$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Определяем максимальный ток 3-х фазного КЗ при повреждении за ТТ на стороне НН, приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз. макс о. е}} = \frac{I_{\text{кз. макс}}}{I_{\text{баз}}};$$

$$I_{\text{кз. макс о. е}} = \frac{887}{5} = 177,4 \text{ о. е.}$$

Определение максимального тока небаланса при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{\text{нб. макс}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{тр}}) \cdot I_{\text{кз. макс о. е}};$$

$$I_{\text{нб. макс}} = (1,1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 177,4 = 48,18 \text{ о. е.}$$

Определение тока срабатывания при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{\text{ср. макс}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб. макс}};$$

$$I_{\text{ср. макс}} = 1,1 \cdot 48,18 = 52,998 \text{ о. е.}$$

Вычисление коэффициента торможения  $k_T$ :

$$k_T = \frac{I_{\text{ср. макс}} - I_{\text{ср. мин}}}{I_{\text{внеш. макс}} - I_{\text{торм. нач}}};$$

$$k_T = \frac{52,998 - 37,65}{177,4 - 75,3} = 0,15(8,63^\circ).$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки (второй, грубой ступени ДЗТ):

$$I_{\text{ср. диф. отс}} = 9 \text{ о. е.}$$

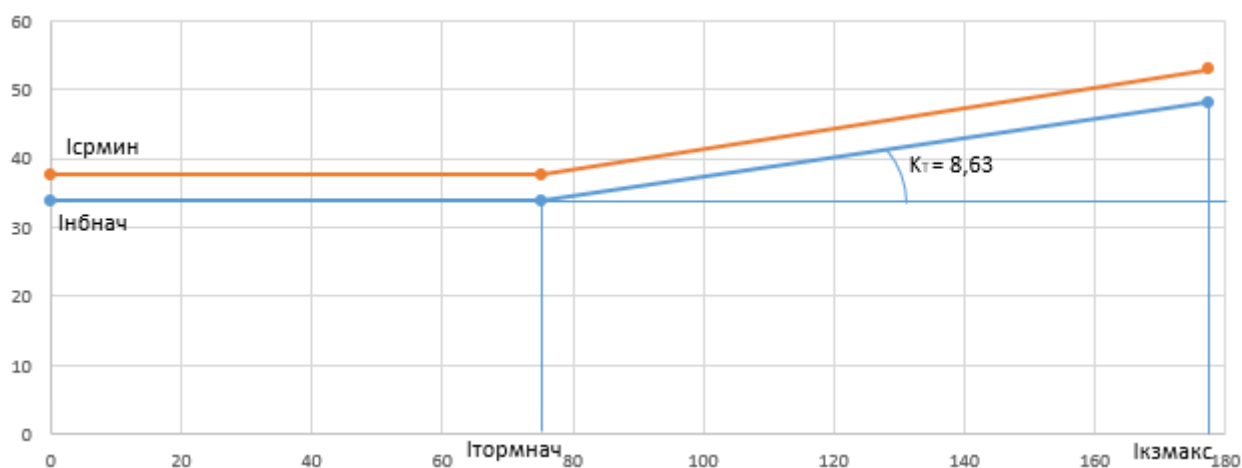


Рисунок 19 – Тормозная характеристика ДЗТ

## 2) МТЗ

Ток срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ. Т}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб. макс. Т}};$$

$$I_{\text{МТЗ. Т}} \geq \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 175,7 = 305,163 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ при 2-х фазном КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к2 мин}}}{I_{\text{МТЗ. Т}}} \cdot k_{\text{от. ч. с.х}};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{9309}{305,163} \cdot 1 = 30,5.$$

Пуск по напряжению не требуется.

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,82 + 0,22 = 1,04 \text{ с.}$$

### 3) Защита от перегрузок

Токи срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{зпвн}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 125,5 = 138,7 \text{ А;}$$

$$I_{\text{зпнн}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1375 = 1520 \text{ А.}$$

### 4) УРОВ

Время срабатывания УРОВ принимается равным 0,4 с в соответствии с [24].

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot 125,5 = 6,275 \text{ А.}$$

## 3.8 Воздушная линия

В таблице 43 приведены виды РЗА, которые должны быть предусмотрены в соответствии с [3].

Таблица 47 – Виды РЗА ВЛ 110 кВ

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		107

Вид РЗА	Примечание
2 комплекта КСЗ	2 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 3 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
АПВ	Двукратное, без проверки синхронизма
УРОВ	Для каждого выключателя
Дополнительная защита	
ТО	Без выдержки времени

Данным требованиям удовлетворяет шкаф ШЭ2607 011021.

1) Дистанционная защита линии

Коэффициент  $\beta$ , обусловленный погрешностями ТТ и ТН принимаем равным 0,05, коэффициент  $\delta$  принимаем равным 0,1. Общая погрешность определения составит:

$$\frac{1}{1 + \beta + \delta} = \frac{1}{1 + 0,05 + 0,1} = 0,87$$

Из программы NetWorks активное и индуктивное сопротивление линии равно:

$$R_{л1} = 5,27 \text{ Ом.}$$

$$X_{л1} = 7,59 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$Z_{л1} = \sqrt{R^2_{л1} + X^2_{л1}};$$

$$Z_{л1} = \sqrt{5,27^2 + 7,59^2} = 9,24 \text{ Ом.}$$

Угол ВЛ 110 кВ:

$$\varphi_{л1} = \arctan\left(\frac{X_{л1}}{R_{л1}}\right);$$

$$\varphi_{л1} = \arctan\left(\frac{7,59}{5,27}\right) = 54,77^\circ.$$

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		108

Полное сопротивление трансформатора Т1:

$$Z_{\text{тр1}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2_{\text{т. ном. вн}}}{S_{\text{т. ном}}};$$
$$Z_{\text{тр1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,545 \text{ Ом},$$

Справочное активное и реактивное сопротивление трансформатора ТДН-25000-110/10,5:

$$R_{\text{тр1}} = 2,54 \text{ Ом}.$$

$$X_{\text{тр1}} = 54,9 \text{ Ом}.$$

Угол трансформатора:

$$\varphi_{\text{тр1}} = \arctan\left(\frac{54,9}{2,54}\right) = 87,4^\circ.$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности первой ступени:

$$\frac{Z_{\text{тр1}}}{Z_{\text{л1}}} = \frac{55,545}{9,24} = 6,011 \geq 0,47$$

Значение получилось больше нормативного 0,47, следовательно обеспечивается селективность первой ступени.

Суммарное сопротивление ВЛ 110 кВ и трансформатора:

$$Z_{\text{л1}} + Z_{\text{тр1}} = (R_{\text{л1}} + jX_{\text{л1}}) + (R_{\text{тр1}} + jX_{\text{тр1}});$$

$$Z_{\text{л1}} + Z_{\text{тр1}} = (5,27 + j7,59) + (2,54 + j54,9) = (7,81 + j62,49) \text{ Ом}.$$

Модуль комплексного сопротивления:

$$|Z_{\text{л1}} + Z_{\text{тр1}}| = \sqrt{7,81^2 + 62,49^2} = 62,98 \text{ Ом}.$$

Угол суммарного сопротивления ВЛ 110 кВ и трансформатора:

$$\varphi(z_{\text{л1}} + z_{\text{тр1}}) = \arctan\left(\frac{62,49}{7,81}\right) = 82,88^\circ.$$

Полное сопротивление срабатывания первой ступени:

$$Z_{\text{сз1}} = \frac{Z_{\text{л1}} + Z_{\text{тр1}}}{1 + \beta + \delta} = \frac{1}{1 + \beta + \delta} \cdot |Z_{\text{л1}} + Z_{\text{тр1}}|;$$

$$Z_{\text{сз1}} = 0,87 \cdot 62,98 = 54,79 \text{ Ом}.$$

Угол максимальной чувствительности первой ступени:

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$\varphi_{zсз1} = \varphi(z_{л1} + z_{1тр1}) = 82,88^\circ.$$

Падение напряжения на дуге определяется по выражению:

$$\Delta U_d = 2,5 \cdot l,$$

где  $l$  - длина дуги (м), с учетом её раздувания за время действия РЗ. Так как первая ступень ДЗ - быстродействующая, длина дуги не превысит междуфазного расстояния, по данным справочника Файбисовича для 110 кВ - 5,0 м, 2,5 - переводной коэффициент кВ/м, по МУ ФСК.

$$\Delta U_d = 2,5 \cdot 5 = 12,5 \text{ кВ.}$$

Ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы.

$$I_{кз. мин. к2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. к2};$$

$$I_{кз. мин. в} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,765 = 3,261 \text{ кА.}$$

Максимально возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{д. макс} = \frac{\Delta U_d}{I_{кз. мин. в}};$$

$$r_{д. макс} = \frac{12,5}{2,094} = 5,97 \text{ Ом.}$$

Минимальное значение сопротивления в месте установки ДЗ в условиях самозапуска ЭД может быть определено по выражению:

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб. макс}}, \quad (3.94)$$

где  $U_{мин}$  - минимальное значение напряжения в месте установки ДЗ в условиях самозапуска ЭД, может быть принято 0,8–0,9  $U_{ном}$ , т. е. 88 кВ;  $k_{самозап} = 2,52$  - коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД;  $I_{раб. макс}$  - максимальное значение рабочего тока ВЛ, для тупиковой ВЛ по мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки.

$$I_{раб. макс. вл} = \frac{S_{т. ном} \cdot K_{п}}{N_{вл} \sqrt{3} \cdot U_{ном. вл}};$$

$$I_{раб. макс. вл} = \frac{1,4 \cdot 25}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 92 \text{ А.}$$

										Лист
										110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР					

Подставляя в (3.94):

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{88}{\sqrt{3} \cdot 2,52 \cdot 0,092} = 219,15 \text{ Ом},$$

Сопротивления КЛ, приведенные к стороне 110 кВ:

$$R_{\text{кл. вн}} = 39,882 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{кл. вн}} = 10,842 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{кл. вн}} = 41,33 \text{ Ом}$$

$$\varphi_{\text{кл}} = \arctan\left(\frac{10,842}{39,882}\right) = 15,21^\circ.$$

Сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ, приведенные к стороне 110 кВ:

$$Z_{\text{ТЗ}} = \frac{u_{\text{к. ТЗ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ТЗ. ном. вн}}^2}{S_{\text{ТЗ. ном}}} \cdot K^2_{\text{Т1.2}};$$

$$Z_{\text{ТЗ}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1} \cdot 11^2 = 733,714 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ТЗ}} = \frac{U_{\text{ТЗ. ном. вн}}^2 \cdot \Delta P_{\text{к. ТЗ}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{ТЗ. ном}}^2} \cdot K^2_{\text{Т1.2}};$$

$$R_{\text{ТЗ}} = \frac{10,5^2 \cdot 10080 \cdot 10^{-3}}{1^2} \cdot 11^2 = 134,47 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ТЗ}} = \sqrt{Z_{\text{ТЗ}}^2 - R_{\text{ТЗ}}^2};$$

$$X_{\text{ТЗ}} = \sqrt{733,7^2 - 134,47^2} = 721,27 \text{ Ом};$$

$$\varphi_{\text{ТЗ}} = \arctan\left(\frac{721,27}{134,47}\right) = 79,4^\circ.$$

Ток двухфазного КЗ за трансформатором 10/0,4 в минимальном режиме работы:

$$I_{\text{КЗ.МИН.Т10}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.Т10}}^{(3)};$$

$$I_{\text{КЗ.МИН.С}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,386 = 13,325 \text{ кА}.$$

Максимальное возможное сопротивление дуги:

$$r_{\text{д. макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{КЗ.МИН.С}}^{(2)}};$$

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.124 ВКР				

$$r_{д. макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.с}^{(2)}} = \frac{1,25}{13,325} = 0,094 \text{ Ом.}$$

Сопротивление дуги, приведенное к стороне 110 кВ:

$$r_{д. макс. вн} = r_{д. макс} \cdot K_{т10};$$

$$r_{д. макс. вн} = 0,094 \cdot 10,5^2 = 10,364 \text{ Ом.}$$

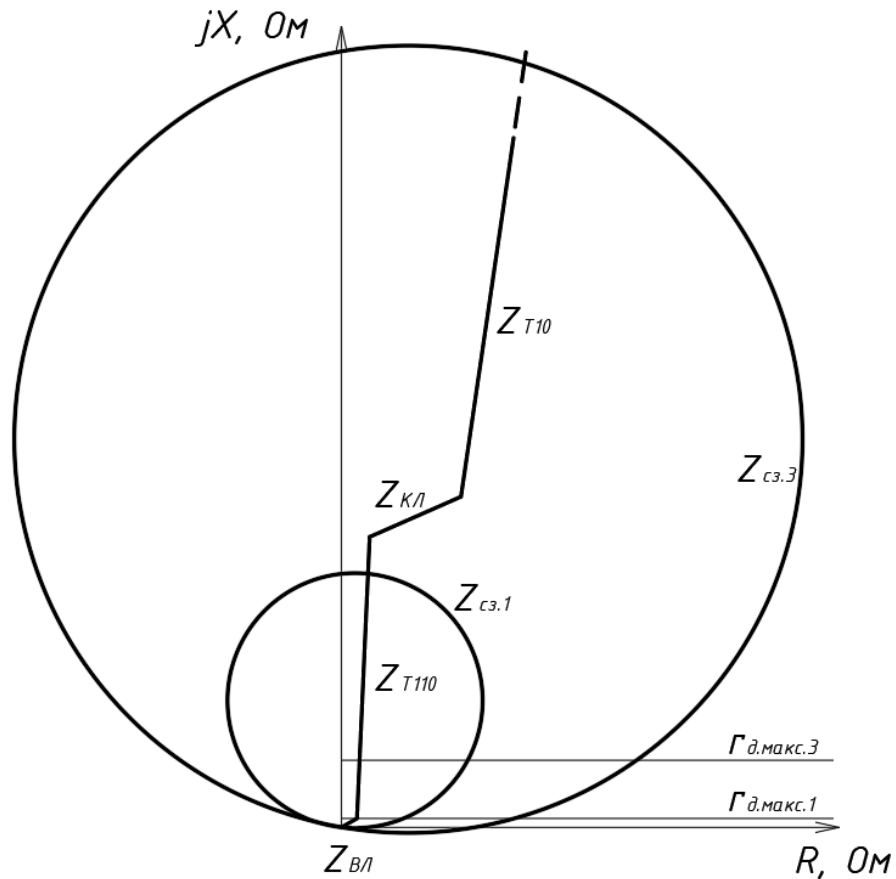


Рисунок 20 – Характеристика ДЗ



## 4 ГАЗОХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

### 4.1 О газохроматографическом анализе

Так как в рассмотренном районе используются силовые масляные трансформаторы, необходимо иметь способ оценки их состояния. В данных целях применяется газохроматографический анализ масла, а точнее газов, растворенных в нём. Ранее персоналу приходилось на долгое время выводить трансформатор из работы, чтобы найти причину некорректной работы. С помощью анализа можно обнаружить повреждения и дефекты электрооборудования или их предпосылки, что позволит снизить стоимость и количество работ по обслуживанию трансформаторов. На сегодняшний день возможно выявление двух групп повреждений трансформаторов:

- дефекты изоляции;
- дефекты токоведущих частей.

В таблице 48 по группам приведены газы, содержащиеся в масле при определённых дефектах.

Таблица 48 – Список газов и соответствующих им дефектов

Группа	Газ	Дефект
I	Угарный газ – CO	старение и возникновение влаги на твердой изоляции
	Углекислый газ* – CO <sub>2</sub>	
II	Ацетилен – C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	возникновение электрической дуги, искрения
	Этилен – C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	перегрев свыше 600 градусов
	Водород – H <sub>2</sub>	частичные, искровые, дуговые разряды
	Метан – CH <sub>4</sub>	дефекты термического характера, связанные с перегревом масла и изоляции в диапазоне 400–600 градусов Цельсия
	Этан – C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	аналогично появлению метана, но при температуре до 400° С.

\*Также углекислый газ может свидетельствовать о старении масла или об отказах системы охлаждения.

Проверку трансформаторов 110 кВ необходимо проводить каждые полгода. Это позволит отследить наличие роста концентрации тех или иных газов, что поможет выявить появление дефекта трансформатора на ранней стадии.

Наиболее опасными являются дефекты токоведущих соединений вблизи твердой изоляции. Так, рост концентрации  $\text{CO}_2$  говорит о том, что затронута твердая изоляция. Зная в чем проблема, персонал измеряет сопротивление обмоток и выявляет неисправность.

Если концентрация углекислого газа находится в допустимых пределах, но превышены значения ацетилена и этилена, то это может быть следствием перегрева магнитопровода или частей конструкции. В данном случае необходимо в ближайшие полгода произвести капитальный ремонт.

Повреждение твердой изоляции, из-за которого возникают частые разряды, является наиболее опасным видом повреждения. Если на данное повреждение указывают два или более соотношения концентраций газов, то дальнейшая работа трансформатора допускается лишь с разрешения изготовителя, при этом дефект не должен затрагивать твердую изоляцию.

Хроматографический анализ повторяют каждые две недели, и, если на протяжении трех месяцев соотношения концентраций растворенных газов не изменяются, значит твердая изоляция не задета.

Ацетилен при частых разрядах в масле увеличивает свою концентрацию на 0,004 — 0,01% за месяц и более, и на 0,02-0,03% за месяц — при частых разрядах в твердой изоляции. При перегревах скорость роста концентрации ацетилена и метана снижается, в таком случае необходима дегазация масла и последующий анализ раз в пол месяца.

#### 4.2 Выбор оборудования

Принимаем к установке хроматограф Кристалл 2000М компании ЗАО СКБ "Хроматэк" [25]. Данный прибор по заявлению производителя является оптимальным решением в плане цены и набора функций. Его установка

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		114

осуществляется в закрытом помещении (лаборатории) с условиями окружающей среды, приведенными в таблице 48.

Таблица 48 – Условия окружающей среды при эксплуатации хроматографа

Параметр	Условия	
	Требуемые	Рекомендуемые
Температура, °С	от 10 до 35	от 20 до 27
Относительная влажность, %	не более 80	не более 60
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 107 (630...800 мм.рт.ст.)	см. требуемые

Работа хроматографа в рекомендуемых условиях обеспечит его оптимальную работу и увеличит срок эксплуатации.

По [26] определяем, что в хроматографе нам понадобится 2 детектора, при максимально допустимом равном 3. Первый детектор – пламенно-ионизационный детектор (ПИД) с метанатором для определения метана, ацетилен, этилена, этана, оксида углерода и диоксида углерода. Второй детектор – детектор по теплопроводности для определения водорода, кислорода, азота.

Также устанавливаются капиллярные колонки М-3м×2мм HayeSep N 80/100 mesh и Колонка М 2м×3мм СаА 0,2/0,4 мм.

Оборудование по отбору и подготовке проб масла сведем в таблицу 49.

Таблица 49 – Оборудование по отбору и подготовке проб масла

№	Наименование
1	Шприцы 4.056.011 (стеклянные), объемом 20 мл с металлическим штоком и резиновым уплотнением
3	Контейнер для переноски шприцев
4	Устройство для достижения равновесия

Пошаговая сущность метода приведена в таблице 50 [26].



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была проанализированная имеющая электроэнергетическая система. В результате анализа были приняты решения по реконструкции некоторых её частей, а также выбран оптимальный вариант введения новых подстанций и электростанции.

Помимо анализа сети, была спроектирована новая подстанция – ГПП цементного завода. Для данной подстанции были выбраны схемы распределительных устройств высокого и низкого напряжения, а также распределительных устройств цехов. Выбрано и проверено все необходимое оборудование, для которого в свою очередь выбраны устройства релейной защиты с выполнением расчета их уставок. Токи короткого замыкания были посчитаны в программе «ТоКо», а расчет формул производился в программе MathCad 2015.

Для экономии на обслуживании силовых трансформаторов данной сети было выбрано оборудование компании ЗАО СКБ "Хроматэк". Хроматограф Кристалл 2000М позволяет выявить и отслеживать дефекты трансформаторов, что снижает время их простоя при ремонте, а также предотвратить их аварийное отключение..

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
2. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)
3. Правила устройства электроустановок. □ 7-е изд. □ М.: ЭНАС, 2003.
4. КАТАЛОГ ТРАНСФОРМАТОРНО-РЕАКТОРНОЙ ТЕХНИКИ фирмы ОАО «ПК ХК «Электрозавод»
5. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения. ФСК ЕЭС
6. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе
7. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ
8. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
9. Страница выключателя ВЭБ–УЭТМ-110 на сайте производителя, <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>, дата обращения 29.05.2020
10. Страница разъединителя РПД–УЭТМ-110 на сайте производителя, <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110/>, дата обращения 29.05.2020
11. Страница трансформатора тока ТВГ-УЭТМ-110 на сайте производителя, <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/?url=transformatoryi-toka-vstroennyie-serii-tvg-uetm%C2%AE>, дата обращения 29.05.2020

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		118

12. Страница трансформатора напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 на сайте производителя, <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/znguetm110/>, дата обращения 29.05.2020
13. ООО Таврида Электрик, Эксплуатационная документация выключатели серии ВВ/TEL, 46 стр.
14. ООО Таврида Электрик, буклет КСО «Новация», 18 стр.
15. Каталог продукции ОАО Свердловский завод трансформаторов тока 2020, 304 стр.
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации
17. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса, Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети»
18. Каталог РЗА фирмы-изготовителя ООО НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары), <https://ekra.ru/product/rza/>
19. Бланк уставок терминала электродвигателя БЭ2502А0701, ООО НПП «ЭКРА»
20. ГОСТ 28249-93. Методы расчета КЗ в электроустановках до 1 кВ
21. Бланк уставок терминала КЛ БЭ2502А01ХХ, ООО НПП «ЭКРА»
22. ГОСТ 2213-79, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА НАПРЯЖЕНИЕ 3 кВ И ВЫШЕ
23. Бланк уставок терминала секционного выключателя 10 кВ БЭ2502А02ХХ, ООО НПП «ЭКРА»
24. Бланк уставок терминала трансформатора напряжения БЭ2502А0402, ООО НПП «ЭКРА»
25. Страница оборудования лабораторной газовой хроматографии, ЗАО СКБ "Хроматэк", <https://chromatec.ru/products/gc/>, дата обращения 05.06.2020
26. Страница анализа растворенных газов в трансформаторном масле, ЗАО СКБ "Хроматэк", [https://chromatec.ru/application/energetics\\_tr-oil\\_gases/](https://chromatec.ru/application/energetics_tr-oil_gases/), дата обращения 05.06.2020

					<b>П-472.13.03.02.2020.124 ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		119