

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования

«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)

Институт «Политехнический»

Факультет «Энергетический»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова

\_\_\_\_\_ 2018 г.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЭЦ 2x63 МВт

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

Консультанты

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Руководитель проекта, к. т. н.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ Р.В. Гайсаров  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор работы

студент группы П-478

\_\_\_\_\_ Р.С. Сутягин  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Челябинск 2018

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

\_\_\_\_\_  
Сутягина Романа Сергеевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-478

1. Тема выпускной квалификационной работы

\_\_\_\_\_  
Проектирование теплоэлектроцентрали 2х63 МВт

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

\_\_\_\_\_  
В выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование теплоэлектроцентрали, для которой заданы параметры стороны генераторного напряжения, а именно генераторное напряжение 10,5 кВ, мощность генераторов 2х63 МВт, мощность нагрузки 73 МВА на напряжении 10 кВ и 14 МВА на напряжении 35 кВ, число линий нагрузки 6 шт. Также задано высшее напряжение 110 кВ, мощность короткого замыкания 3,2 ГВА, число линий потребителей 4 шт



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

Схема электрическая главная ТЭЦ 2х63;

План ОРУ 110 кВ;

План ОРУ 110 кВ разрезы.

Всего 3 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания 26.02.18

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Р.В. Гайсаров /  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ / Р.С. Сутягин /  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Разработка структурной схемы	28.02.18 – 07.02.18	
Разработка главной схемы	10.02.18 – 20.03.18	
Разработка схемы питания собственных нужд	23.03.18 – 14.04.18	
Выбор схемы распределительного устройства с учетом надежности	19.04.18 – 25.05.18	
Выбор и расчет релейной защиты	01.06.18 – 17.06.18	

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

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

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_Р.С. Сутягин\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Сутягин Р.С. Проектирование ТЭЦ 2х63 МВт. - Челябинск: ЮУрГУ, П-478; 67 с., 15 ил., 26 табл., библиогр. список - 8 наим., 3 листа чертежей формата А1.

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована ТЭЦ. В задачу проектирования станций входит расчет оборудования распределительных устройств с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей, а также стабильной работы электростанции.

В работу входит расчет распределения потоков мощности на станции, определение мощности, которая будет выдаваться в энергосистему.

Токи короткого замыкания, возникающие в различных режимах на различных участках станции, выполнены с помощью программы «ТОКО».

В ходе работы выбраны схемы распределительных устройств станции, а так же оборудование для них: силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, токоведущие гибкие и жесткие шины, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Схема РУ ВН 110 кВ выбирается при помощи таблично-логического метода путём сравнения приведённых затрат двух вариантов схемы РУ 110 кВ.

На основе выбранных схем и оборудования станции строится главная электрическая схема станции, а так же общий план и разрезы ОРУ 110 кВ. Чертежи выполнены на листах формата А1.

					<b>13.03.02.2018.129.00 ВКР</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Сутягин Р.С..				<b>Проектирование ТЭЦ 2х63 МВт</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Гайсаров Р.В.						2	67
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	Горшков К.Е.					<b>ЮУрГУ кафедра</b>		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ .....	5
1.1. ВЫБОР СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЙ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....	5
1.2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ.....	6
1.3. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА.....	7
1.4. ВЫБОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ .....	9
1.5. ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ .....	10
2. ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЙ .....	12
2.1. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РУВН .....	12
2.1.1. Выбор выключателей.....	12
2.1.2. Выбор разъединителей. ....	14
2.1.3. Выбор трансформаторов тока.....	15
2.1.4. Выбор трансформаторов напряжения.....	18
2.1.5. Выбор токоведущих частей.....	20
2.2. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРУ .....	21
2.2.1. Цепь трансформатора связи .....	23
2.2.2. Цепь потребителя.....	26
2.2.3. Цепи генератора .....	28
3. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ.....	35
3.1. ВЫБОР СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭЦ .....	35
3.2. ВЫБОР ТСН И РТСН.....	36
3.3. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕТИ 6/0,4 кВ .....	37
3.4. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ С.Н.....	37
3.5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ .....	38
3.6. ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ.....	40
4. ВЫБОР СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ.....	44
4.1. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ.....	44
4.2. РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СХЕМЫ РУ ВН «ОДНА РАБОЧАЯ СЕКЦИОНИРОВАННАЯ И ОБХОДНАЯ СИСТЕМЫ ШИН» .....	46
4.3. РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СХЕМЫ РУ ВН «ДВЕ РАБОЧИЕ И ОБХОДНАЯ СИСТЕМЫ ШИН» .....	55
4.4. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ РУ ВН.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	66
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	67

## ВВЕДЕНИЕ

Электрические станции вырабатывают электрическую энергию. Полученная на станциях энергия передается ближайшим потребителям, а так же в общую энергосистему с помощью распределительных устройств высокого напряжения.

РУ ВН имеет несколько линий связывающих ее с энергосистемой, так осуществляется параллельная работа нескольких электростанций.

Схемы распределительных устройств низшего напряжения зависят от схем электроснабжения потребителей: питание по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов у потребителей и т.п.

В ходе проектирования подготавливается исходная информация, по которой происходит расчет параметров. Исходной информацией являются заданные нагрузки потребителей, мощность агрегатов станции, параметры системы, число линий по которой передается нагрузка и т.д. На основе этих данных проектируется главная схема станции, включающая распредустройства низкого и высокого напряжения, схема собственных нужд, а так же выбирается соответствующее для них оборудование на основе передаваемых мощностей и токов протекающих через оборудование в рабочих и аварийных режимах.

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.129.00 ВКР				



# 1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

## 1.1. Выбор схемы соединений основного оборудования

Проектируемая ТЭЦ обеспечивает электроэнергией потребителей на генераторном напряжении 10 кВ и на стороне среднего напряжения 35 кВ. Остальная вырабатываемая энергия выдается в энергосистему на высоком напряжении 110 кВ. Для выработки электроэнергии на станции используется два турбогенератора работающих в базовом режиме. Отсюда следует что в схеме ТЭЦ должны присутствовать главное распределительное устройство (ГРУ) на напряжении 10 кВ, распредустройство среднего напряжения 35 кВ для снабжения соответствующих потребителей и распредустройство высокого напряжения 110 кВ для связи с энергосистемой.

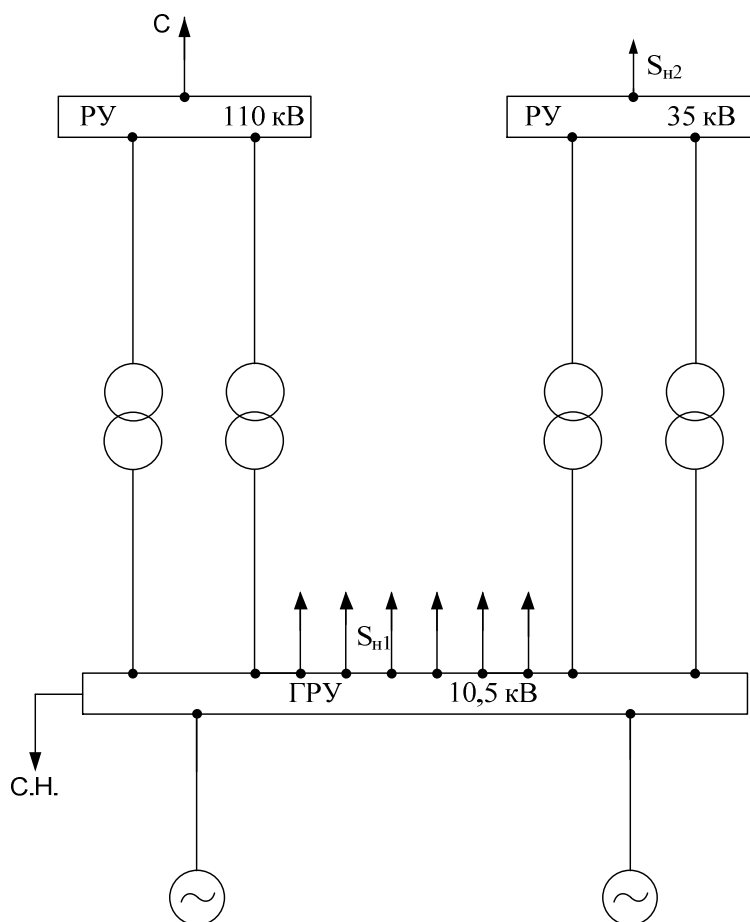


Рисунок 1.1.1– Структурная схема подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

5

## 1.2. Распределение потоков мощности

Для расчета потоков мощности необходимо выбрать генераторы требуемой мощности 63 МВт. Выбираем турбогенератор ТВФ-63-2У3 (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Генератор ТВФ-63-2У3

Тип	P, МВт	cos(φ)	U <sub>ном</sub> , кВ	КПД, %	X <sub>d</sub> , %
ТВФ-63-2У3	63	0,8	10,5	98,4	15,3

При условии, что  $\cos\varphi_{\text{нагр.}}$  нагрузки одинаков и равен генераторному, вся мощность, поступающая на РУ высокого напряжения рассчитывается как:

$$\dot{S}_{\text{ВН}} = 2 \cdot \dot{S}_{\text{Г}} - \dot{S}_{\text{Н1}} - \dot{S}_{\text{Н2}} - \dot{S}_{\text{С.Н.}}$$

где  $S_{\text{Г}}$  – полная мощность генератора

$S_{\text{Н1}}$  – полная мощность нагрузки на стороне генераторного напряжения

$S_{\text{Н2}}$  – полная мощность нагрузки на стороне среднего напряжения

$S_{\text{С.Н.}}$  – полная мощность собственных нужд, 5% от мощности вырабатываемой генераторами

Необходимо рассчитать мощность, передаваемую на РУ ВН для трех ситуаций: в нормальном режиме при номинальной нагрузке, при минимальной нагрузке на стороне 10 кВ и в аварийном режиме, когда отключен один генератор. Так как не задан график нагрузок, минимальную нагрузку примем 30% от номинальной.

$$S_{\text{расч}}^{\text{min}} = 2S_{\text{Г}} - S_{\text{Н1}}^{\text{max}} - S_{\text{Н2}} - S_{\text{СН}} = 158 - 73 - 14 - 7,88 = 62,625 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{расч}}^{\text{max}} = 2S_{\text{Г}} - S_{\text{Н1}}^{\text{min}} - S_{\text{Н2}} - S_{\text{СН}} = 158 - 0,3 \cdot 73 - 14 - 7,88 = 113,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{расч}}^{\text{ав}} = S_{\text{Г}} - S_{\text{Н1}}^{\text{max}} - S_{\text{Н2}} - S_{\text{СН}} = 78,8 - 73 - 14 - 7,88 = -16,1 \text{ МВА}.$$

Составим схему и покажем на ней распределение потоков мощности в нормальном режиме (рис.1.2.1).

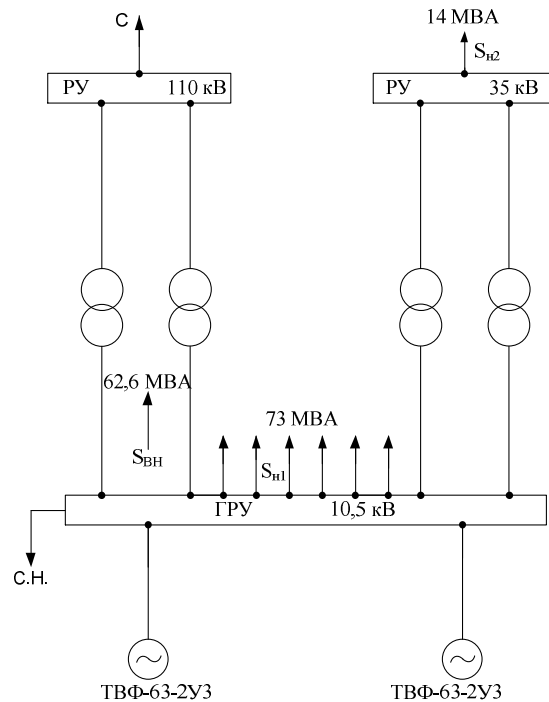


Рисунок 1.2.1– Схема распределения мощности

### 1.3. Выбор трансформатора

Трансформатор связи обеспечивает передачу мощности между РУ ВН и ГРУ. Количество трансформаторов на подстанции выбрано с учетом необходимости надежного снабжения электроэнергией потребителя. Поэтому по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность.

Максимальная мощность, протекающая через трансформатор связи, является мощность при минимальной нагрузке со стороны напряжения 10 кВ.

Мощность трансформатора связи выбираем из условия, что она должна быть в пределах 0,65–0,7 от максимальной расчетной мощности нагрузки:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq (0,65 \div 0,70) S_{\text{расч}}$$

С учётом данного условия выбираем трансформатор связи для стороны высокого напряжения

$$S_{\text{ном.тр}} = 0,65 \cdot 113,7 = 73,9 \text{ МВА}$$

Согласно расчету выбираем трансформатор ТДЦ–80000/110 (2 трансформатора, работающих параллельно), параметры которого представлены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1– Параметры трансформатора ТДЦ-80000/110

Тип	$S$ , МВ·А	$U_{\text{номВН}}$ , кВ	$U_{\text{номНН}}$ , кВ	$u_{\text{кВН}}$ , %	$P_{\text{к}}$ , кВт
ТДЦН–80000/110	80	141	10,5	11	320

Для среднего напряжения выбираем трансформатор ТД-10000/35 (2 трансформатора, работающие параллельно), параметры которого представлены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2.- Параметры трансформатора ТДН-10000/35

Тип	$S$ , МВ·А	$U_{\text{номВН}}$ , кВ	$U_{\text{номНН}}$ , кВ	$u_{\text{кВН}}$ , %	$P_{\text{к}}$ , кВт
ТДН–10000/35	10	38,5	10,5	7,5	65

С учётом выбранных трансформаторов, составим структурную схему подстанции (рис 1.3.1.).

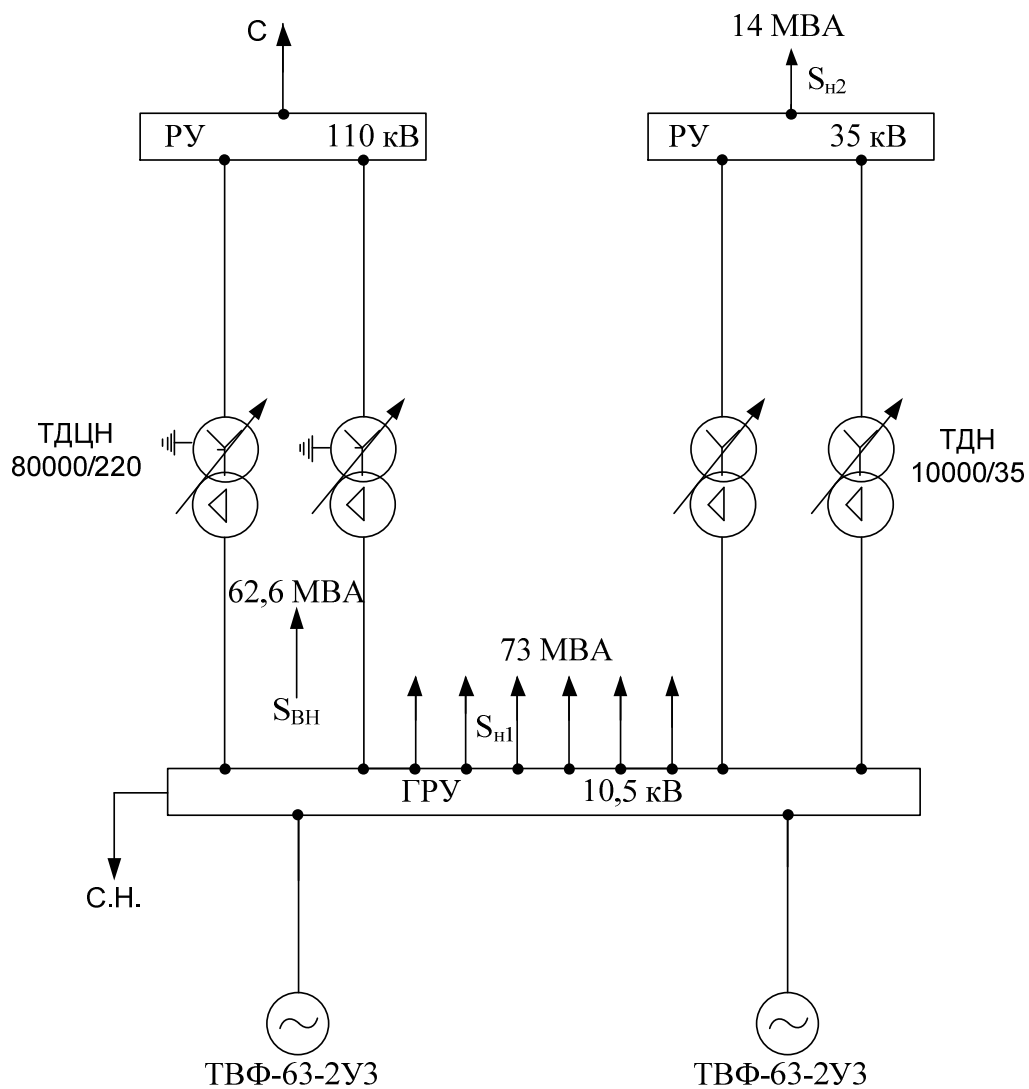


Рисунок 2.3.1– Структурная схема подстанции

#### 1.4. Выбор линий электропередач

Со стороны энергосистемы к РУ ВН подходит четыре линии. Для расчета сечения провода линий ВН, необходимо определить нормальный длительный ток и ток в аварийном режиме (при выведении из строя одной линии). Ток определяется по средней мощности, передаваемой в энергосистему:

$$S_{cp} = \frac{S_{max} + S_{min}}{2} = \frac{113,7 + 62,6}{2} = 88,2 \text{ MVA.}$$

Исходя из этого, определим ток в одной линии.

Нормальный режим:

$$I_H = \frac{S_{cp}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{88,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 4} = 0,116 \text{ кА.}$$

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

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

9

Аварийный режим: количество линий 3 и мощность максимальна.

$$I_A = \frac{S_{max}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{113,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 3} = 0,199 \text{ кА.}$$

Определяем сечение провода для одной линии по экономической плотности тока, которую для Уральского региона принимаем 0,9 А/мм<sup>2</sup>.

$$q_H = \frac{I_H}{\Delta_A} = \frac{116}{0,9} = 128,6 \text{ мм}^2$$

где  $\Delta_A$  – экономическая плотность тока для алюминия (0,9 А/мм<sup>2</sup>).

Минимальное сечение сталеалюминиевого провода по условию появления короны для 110 кВ составляет 70/11, что меньше расчетного. Поэтому возьмём ближайшее к расчетному стандартное значение АС-150/24.

Проверяем провод в аварийном режиме по допустимому току:  $I_{доп}=450 \text{ А} > I_A$  – провод проходит по допустимому длительному току в послеаварийном режиме.

#### 1.5. Выбор кабельной линии

Мощность от ГРУ потребителю передается по 6 параллельным кабельным линиям.

Определяем максимальный и минимальный ток, исходя из максимальной и минимальной потребляемой мощности.

$$I_{max} = \frac{S_H}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{73}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 0,669 \text{ кА;}$$

$$I_{min} = \frac{S_H^{min}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{73 \cdot 0,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 0,201 \text{ кА;}$$

$$I_{cp} = \frac{I_{max} + I_{min}}{2} = \frac{0,669 + 0,201}{2} = 0,435 \text{ кА.}$$

Определяется сечение трехжильного кабеля по экономической плотности тока:

$$q_K = \frac{I_{cp}}{\Delta_M} = \frac{435}{1,6} = 272 \text{ мм}^2$$

где  $\Delta_M$  – экономическая плотность тока для меди (1,6 А/мм<sup>2</sup>)

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.129.00 ВКР				

Так как невозможно выбрать стандартное сечение токопроводящих жил для посчитанного сечения, существует возможность проложить от одной до четырех параллельных линий, тем самым разделив кабель на несколько с меньшим сечением.

Возьмём ближайшее нормированное сечение: 2 x 150 мм<sup>2</sup>.

По условию надежности каждый потребитель питается от двух линий, поэтому в аварийном режиме при отключении вся нагрузка, которая передавалась по одному из кабелей, ляжет на второй кабель, и по нему будет протекать двойной ток. По самому худшему сценарию в этот момент нагрузка потребителя будет максимальной и ток, протекающий по кабелю, будет максимальный.

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot I_{\text{max}} = \frac{2 \cdot 669}{2} = 669 \text{ А}$$

Для медного кабеля с сечением 150 мм<sup>2</sup> допустимый длительный ток 379 А, что меньше значения, которое мы получили, следовательно, при отключении одной линии кабель не сможет работать в длительном режиме. Увеличим количество проложенных параллельно кабелей в одной линии до четырех. Тогда значение тока проходящего через один кабель в одной линии будет:

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot I_{\text{max}} = \frac{2 \cdot 669}{4} = 334 \text{ А}$$

Полученное значение тока ниже допустимого длительного тока для данного кабеля. Выбранный кабель: Медный 4 x 150 мм<sup>2</sup>.

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## 2. ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЙ

При выборе оборудования на РУВН, а также и на другие части подстанции, будем стремиться к однотипности выбираемого оборудования, что упрощает расчет, монтаж и эксплуатацию этого оборудования. Выключатели также выбираются однотипными для всего РУВН.

Для выбора оборудования в распределительных устройствах необходимо определиться с токами, относительно которых будет подбираться оборудование.

1) Токи в линиях энергосистемы. Выбирается по самому большому. Самое большое значение в послеаварийном режиме:  $I_A = 199 \text{ А}$ .

2) Токи в кабельной линии. Выбирается по наибольшему току:  $I_{\text{рем}} = 334 \text{ А}$ .

3) Ток на высокой стороне трансформатора связи. Выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом его перегрузки на 40%:

$$I_{\text{max.ТС}} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 588 \text{ А}.$$

4) Ток на низкой стороне трансформатора связи. Выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом его перегрузки на 40%:

$$I_{\text{max.ТС}} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6158 \text{ А}.$$

### 2.1. Выбор оборудования для РУВН

#### 2.1.1. Выбор выключателей

Выбор выключателя производим по наибольшему току линии (ток трансформатора связи 588 А), а также по токам короткого замыкания. Ток короткого замыкания найдем с помощью программы «ТОКО».

Периодическая составляющая тока короткого замыкания для РУ ВН (Рис. 2.1.1.).

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.129.00 ВКР				



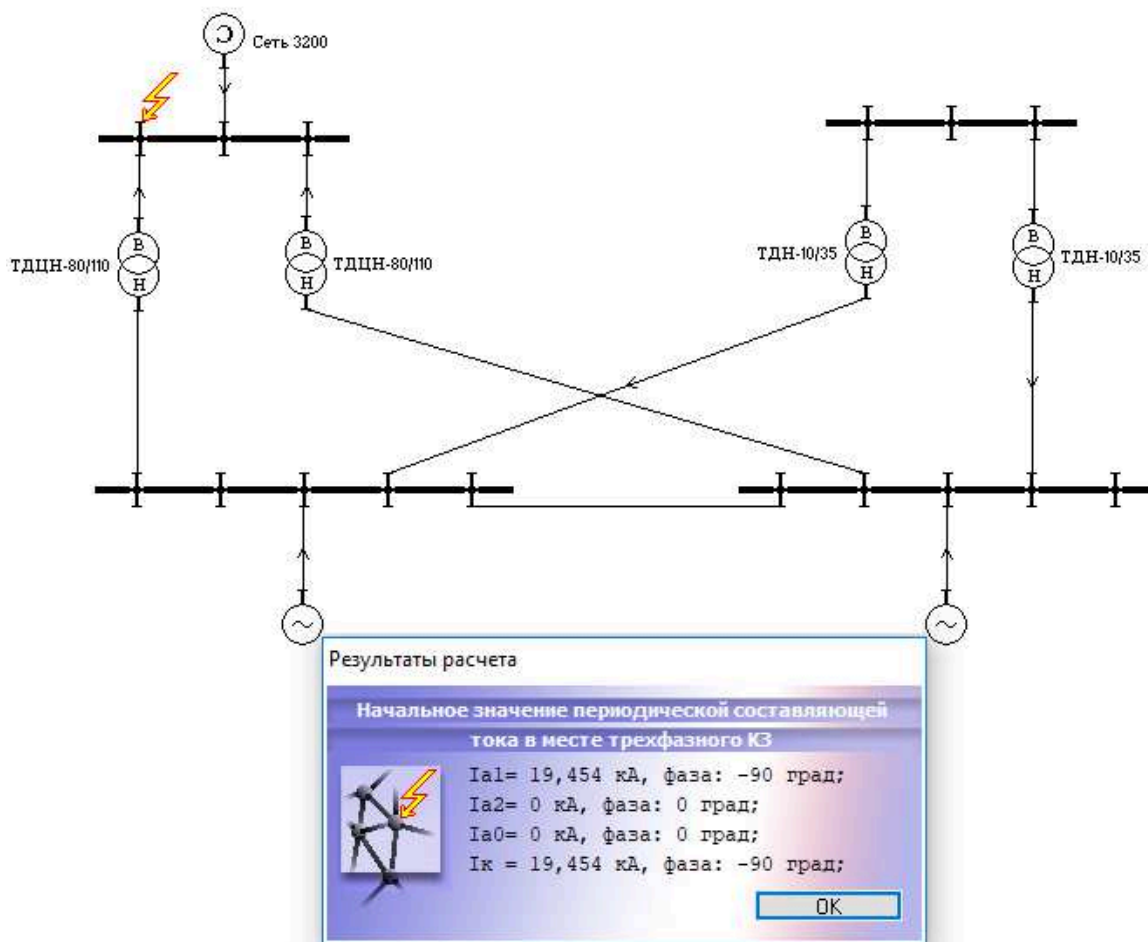


Рисунок 2.1.1.–Периодическая составляющая тока короткого замыкания РУВН

$I_{\Pi 0} = 19,45 \text{ кА}$ . Выбираем элегазовый выключатель ВЭБ–110.

В зависимости от места КЗ будут отличаться и ток КЗ. Для КЗ на РУ ВН  $k_y = 1,717$ ;  $T_a = 0,03 \text{ с}$ .

где  $k_y$  – ударный коэффициент;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot e^{-\frac{t_3 + t_{c.в}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 19,45 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,030}} = 6,14 \text{ кА}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов, для времени  $\tau$ :

$$i_{aн} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45}{100} = 25,46 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 19,45 \cdot 1,717 = 47,2 \text{ кА.}$$

Собственное время отключения данного выключателя (по каталогу):  $t_{c,B} = 0,035$

с. Тогда расчетное время отключения:  $\tau = t_s + t_{c,B} = 0,01 + 0,035 = 0,045$  с.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

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

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_s + t_{c,B} + T_a) = 376 \cdot 0,165 = 62 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 2.1.1– Параметры выключателя ВЭБ-110

Параметр	Выключатель	Сравнение по параметрам РУ	Проверка выбора
Ном. Напряжение, кВ	110	110	$U_{\text{номВЭБ}} \geq U_{\text{ном}}$
Номинальный ток, А	2500	588	$I_{\text{номВЭБ}} \geq I_{\text{max}}$
Номинальный ток отключения, кА	40	19,45	$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{П0}}$
Содержание апериодической составляющей, %	45		
Апериодическая составляющая тока, кА	25,46	6,14	$i_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{а.т.}}$
Наибольший пик тока включения, кА	102	47,2	$i_{\text{ном.вкл}} \geq i_y$
Номинальный ток включения, кА	40	19,45	$I_{\text{ном.вкл}} \geq I_{\text{П0}}$
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	125	47,2	$I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \geq i_y$
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	40	19,45	$i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq I_{\text{П0}}$
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	4800	62	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k$

По всем параметрам выбранный выключатель прошел проверку.

### 2.1.2. Выбор разъединителей.

Аналогично выключателю выбираем и разъединитель РГ-110/1000.

Параметры разъединителя представлены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2–Параметры разъединителя на РУ ВН

Параметр	РГ-110/1000	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.РУВН}$
Ток нормального режима, А	1000	420	$I_{норм} \leq I_{ном}$
Ток max режима, кА	1000	588	$I_{max} \leq I_{ном}$
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	31,5	19,45	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
	800	47,2	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, (кА) <sup>2</sup> с	2977	62	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

На термическую стойкость разъединитель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:  $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ (кА)}^2\text{с}$ .

По всем параметрам выбранный разъединитель прошел проверку.

### 2.1.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току (причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей), классу точности, по электродинамической стойкости. Выбираем трансформатор тока: ТГФМ-110, параметры которого представлены в таблице 2.1.3.1.

Таблица 2.1.3.1 – Параметры трансформатора тока

Параметр	ТГФМ	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.РУВН}$

Продолжение таблицы 2.1.3.1

Параметр	ТГФМ	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Ток нормального режима, А	600	420	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
Ток тах режима, А	600	588	$I_{\text{тах}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	50	19,45	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
	125	47,2	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, (кА) <sup>2</sup> с	7500	62	$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствие с ПУЭ:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Некоторые обмотки имеют класс точности 0,5 и предназначена для подключения счётчиков. Остальные обмотки имеет класс точности 1 и предназначены для подключения приборов технического учёта.

Согласно [2]:

- На цепь линии 110 кВ устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

- На цепь трехобмоточного трансформатора на стороне высокого напряжения устанавливается только амперметр.

- На цепь сборных шин устанавливается вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф, фиксирующий прибор ( $U_0$ ).

- На цепь секционного и шиносоединительного выключателей устанавливается только амперметр.

- На цепь обходного выключателя устанавливается: амперметр, ваттметр, варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  трансформатора тока не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2НОМ}$ , Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$$

Таблица 2.1.3.2 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	2,5	-	2,5
Итого		6	0,5	6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

где  $S_{приб}$  - потребляемая мощность приборов наиболее загруженной фазы;

$I_2^2$  - вторичный ток трансформатора тока.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{ПРОВ} = z_{2НОМ} - r_{ПРИБ} - r_{КОНТАКТОВ} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом},$$

где  $z_{2НОМ}$  - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5 (из каталога на трансформатор тока);

$r_{КОНТАКТОВ}$  - сопротивление контактов равным 0,1 Ом, принимаемое для четырех приборов.

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. Для данной подстанции применяются провода с алюминиевыми жилами,  $\rho = 0,0283$  ;

$l_{РАСЧ}$  – расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять  $l_{РАСЧ} = 140$  м.

По условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$ .

Рассчитаем сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 130}{0,86} = 4,61 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $5 \text{ мм}^2$

#### 2.1.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин. Выбираются трансформаторы напряжения аналогично трансформатору тока:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ},$$

по конструкции и схеме соединения обмоток;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2НОМ},$$

где  $S_{2НОМ}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

					<b>13.03.02.2018.129.00 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

К установке примем трансформатор напряжения типа ЗНОГ-110, имеющий первичную обмотку  $110000/\sqrt{3}$  (В), основную  $100/\sqrt{3}$  (В) и дополнительную вторичную 100 (В). Остальные параметры трансформатора представлены в таблице 2.1.4.1.

Таблица 2.1.4.1.- Параметры трансформатора напряжения

Тип	Номинальная мощность, ВА, в классе 0,5	Предел мощности, ВА
ЗНОГ-110	400	3200

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 2.1.4.2.

Схема подключения приборов показана на рисунке 2.1.4.

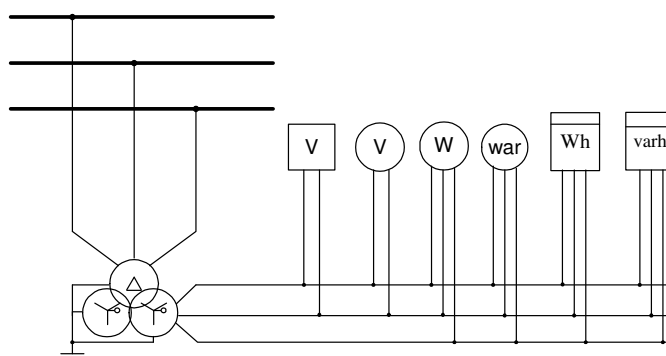


Рисунок 2.1.4 – Схема подключения измерительных приборов к ТН

Таблица 2.1.4.2 – Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	–

Продолжение таблицы 2.1.4.2

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	–	–	1	10	–
Ваттметр	Д-335	1,5	1	1	0	6	9	–
Варметр	Д-304	1,5	1	1	0	6	9	–
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	1	0,38	0,925	6	6,84	16,65
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И689	3 Вт	1	0,38	0,925	6	6,84	16,65
Итого							68	33,3

Вторичная нагрузка:  $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{68^2 + 33,3^2} = 75,7 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения намного превышает потребляемую мощность нагрузки, что предполагает правильность установки данного трансформатора.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил  $4 \text{ мм}^2$ .

### 2.1.5. Выбор токоведущих частей.

Токоведущие части в распределительных устройствах подстанций выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. По максимальному току определяем сечение провода. Параметры представлены в таблице 2.1.5.

Таблица 2.1.5 – Параметры ошиновки

Провод	Максимальный длительный ток, А	Допустимый ток провода, А
АС – 240/39	588	610

Данный провод проверяется на тепловую стойкость.



$B_K=62 \text{ (кА)}^2\text{с}$  – для данной цепи;

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{62}}{89} = 88,8 \text{ мм}^2$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше  $S_{min}$ . По справочным данным сечение провода АС-240/39 равно 236 мм<sup>2</sup>.

При токах КЗ меньше 20 кА гибкие шины на электродинамическую стойкость не проверяются.

## 2.2. Выбор оборудования ГРУ

Для РУ НН целесообразно применение комплектных распределительных устройств. Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все его части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом, а также применение такого РУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, при необходимости легко производится реконструкция и расширение электроустановки.

$$I_{норм} \cong I_{норм.т} = \frac{S_{норм.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{норм}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4399 \text{ А.}$$

Максимальный режим предполагает работу трансформатора с 40% перегрузкой:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{норм.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{норм}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6158 \text{ А}$$

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.129.00 ВКР				

В генераторном распределительном устройстве выключатели и разъединители выбираются отдельно для каждой цепи по длительным и токам КЗ для этой цепи.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах ГРУ (Рис. 2.2.1.)

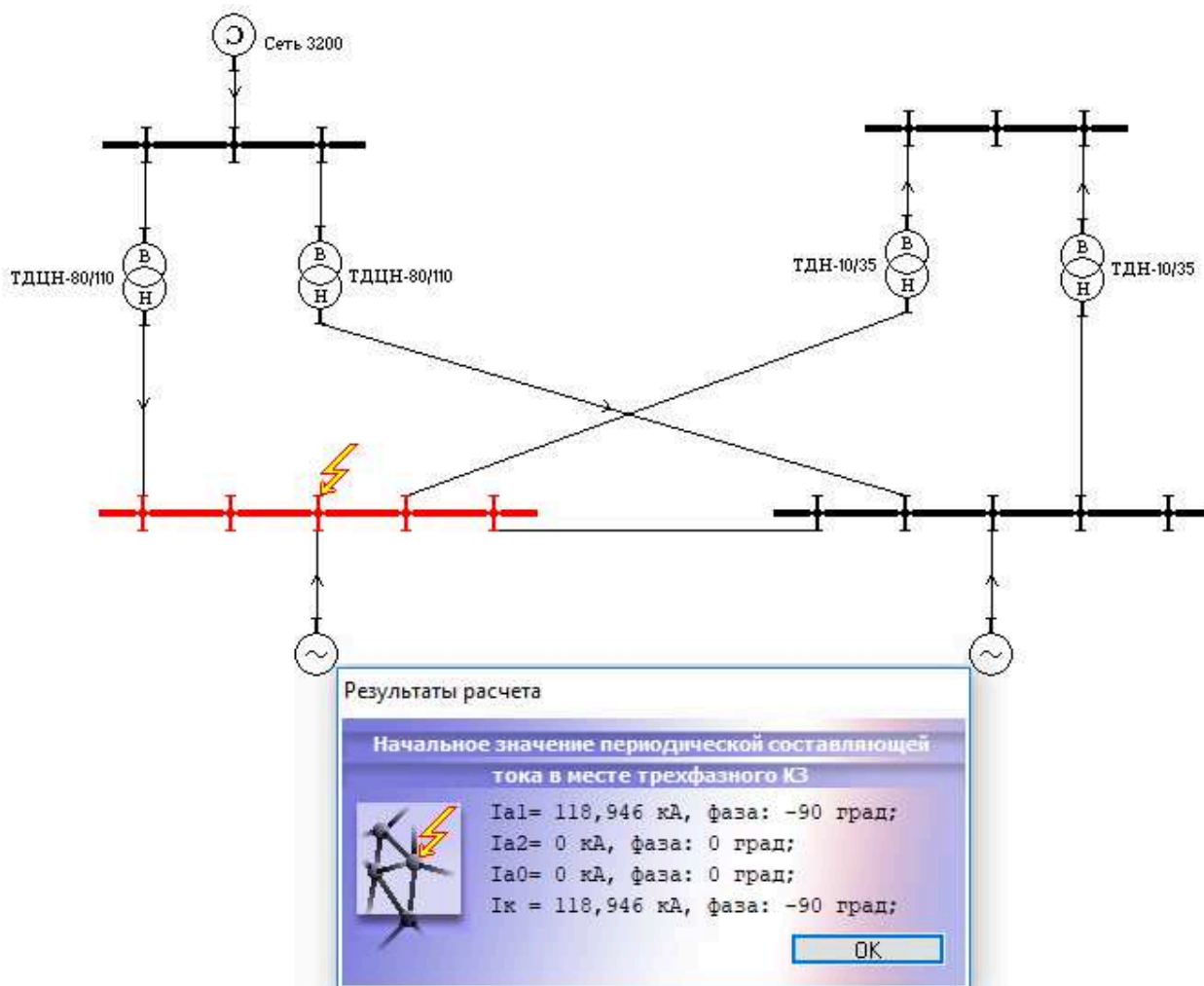


Рисунок 2.2.1– Периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах ГРУ

$I_{п.0} = 118,95 \text{ кА}$  гораздо больше номинальных токов отключения выключателей этого класса напряжения. Чтобы упростить РУ и сэкономить место следует установить КРУ, но для этого следует снизить токи КЗ. С этой целью следует после трансформаторов связи и между секциями ГРУ установить токоограничивающие реакторы. Были выбраны реакторы РБ-10-630-2.

После установки реакторов  $I_{п.0} = 39,87 \text{ кА}$ .

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

22

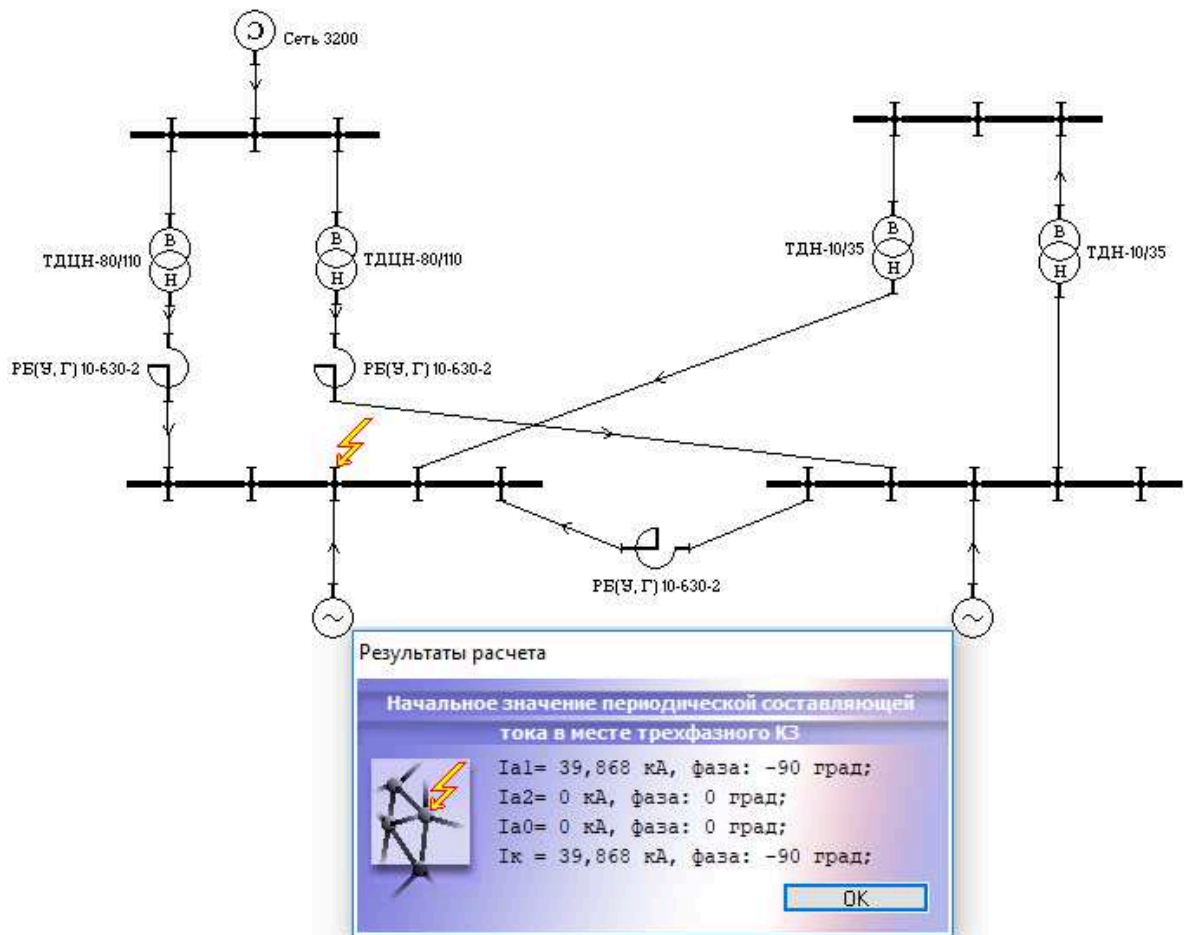


Рисунок 2.2.2– Периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах ГРУ

### 2.2.1. Цепь трансформатора связи

1) Выбираем выключатель по  $I_{п.0}=39,87$  кА – суммарный ток при КЗ на шинах РУ.

Выбран выключатель ВГГ-20 (таблица 2.2.1).

Выбранный выключатель проверяется аналогично выключателю в РУ ВН.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{t_{рза} + t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 39,87 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,25}} = 47,4 \text{ кА}$$

$$i_{ан} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot \frac{40}{100} = 35,6 \text{ кА,}$$

Так как  $I_{ном.откл} > I_{п.0}$ , но  $i_{ан} < i_{ат}$ , то допускается проверка выключателя по полному току:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.0} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right)$$

$$\sqrt{2} \cdot 39,87 + 47,4 < \sqrt{2} \cdot 63 \cdot 1,4$$

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

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

23

$$103,8 < 124,7$$

Выключатель прошел проверку по полному току. По включающей способности:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 39,87 \cdot 1,955 = 110,2 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 1590 \cdot 0,36 = 572 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 2.2.1-Параметры выключателя для присоединения к трансформатору

Параметр	ВГГ-20	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	20 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.КРУ}}$
Ток нормального режима	8000 А	4399 А	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
Ток max режима	8000 А	6158 А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Номинальный ток отключения	63 кА	39,87 кА	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
Проверка включающей способности	63 кА	39,87 кА	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
Проверка на электродинамическую стойкость	160 кА	110,2 кА	$i_y \leq i_{\text{вкл}}$
	63 кА	39,87 кА	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $k \cdot A^2 \cdot c$	160 кА	110,2 кА	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
	11907	572	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Выключатель прошел проверку.

2) Разъединитель для цепи трансформатора связи.

Выбираем разъединитель РВРЗ-20/8000М с техническими характеристиками в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2-Параметры разъединителя для присоединения к трансформатору

	Выключатель	Сравнение по параметрам РУ
Ном. Напряжение	20 кВ	10 кВ
Ток max режима	8000 А	6158 А

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

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

24

Продолжение таблицы 2.2.2

Наибольший пик тока сквозной проводимости	250 кА	110,2 кА
Номинальный ток сквозной проводимости	98 кА	39,87 кА
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	30000	572

Разъединитель прошел проверку.

3) Выбираем трансформаторы тока в цепи силовых трансформаторов связи.

Для данной цепи выбран трансформатор тока ТПОЛ-10М. Этот ТТ устанавливается для питания измерительных амперметра, ваттметра и двух варметров. Номинальные параметры:  $I_{1ном}=3000$  А,  $I_{2ном}=5$  А,  $S_2=25$  ВА,  $K_{дин}=145$ ,  $K_{тер}=60$ .

Проверку осуществляем так же, как и для ТТ РУ ВН:

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot K_{дин} \cdot I_{1ном} = \sqrt{2} \cdot 145 \cdot 3000 = 615,2 \text{ кА}$$

По условию  $i_y < i_{дин}$ .  $i_y = 159,8$  кА.

$$(K_{тер} \cdot I_{1ном}) \cdot t_{тер} = (60 \cdot 3000)^2 \cdot 3 = 97200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

Трансформатор тока питает следующие измерительные приборы:

- Один амперметр марки Э-335 мощностью 0,5 ВА;
- Ваттметр ЦЛ8516 и Варметр СР3020 мощностью 2,5 ВА каждый.

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

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{S_A + S_W + S_{var}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,5 + 2,5 + 2,5}{25} = 0,22 \text{ Ом}$$

$r_k = 0,05$  Ом – сопротивление проводов при подключении трех и менее приборов.

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2ном}^2} = \frac{25}{25} = 1 \text{ Ом}$$

$$r_{пр} = r_2 - r_{приб} - r_k = 1 - 0,22 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.}$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода, учитывая, что сеть напряжением 10 кВ работает с изолированной нейтралью. Трансформаторы тока можно установить в двух из трех фаз:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{0,73} = 4,03 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод алюминиевый сечения 6 мм<sup>2</sup>.

### 2.2.2. Цепь потребителя

#### 1) Выключатель в цепи потребителя.

Для обеспечения нормальной работы потребителя необходима установка выключателя, способного выдерживать ток нормального режима и отключать ток короткого замыкания за выключателем:

Аварийный режим характеризуется отключением одного из двух присоединений одного потребителя (к одному потребителю подходят две линии), тогда ток аварийного режима:

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot I_{\text{max}} = 2 \cdot 669 = 1388 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель НАЗ 12.32.50

Таблица 2.2.3 – Параметры выключателя отходящего присоединения

Параметр	НАЗ 12.32.50	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.КРУ}}$
Ток нормального режима	1600 А	669 А	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
Ток max режима	1600 А	1388 А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Номинальный ток отключения	50 кА	39,87	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
Проверка включающей способности	50 кА	39,87	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
Проверка на электродинамическую стойкость	128 кА	110 кА	$i_y \leq i_{\text{вкл}}$
	40 кА	39,87	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $k \cdot A^2 \cdot c$	128 кА	110 кА	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
	4800	572	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$







Продолжение таблицы 2.2.4

Проверка включающей способности	63 кА	39,87 кА	$I_{п.0} \leq I_{вкл}$
Проверка на электродинамическую стойкость	161 кА	110 кА	$i_y \leq i_{вкл}$
	63 кА	39,87 кА	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $к \cdot A^2 \cdot с$	161 кА	110 кА	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
	11907	620	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранный выключатель проверяется аналогично выключателю цепи трансформатора связи.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{t_{рза} + t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 39,87 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,25}} = 47,4 \text{ кА}$$

$$i_{ан} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot \frac{40}{100} = 35,6 \text{ кА},$$

Так как  $I_{ном.откл} > I_{п.0}$ , но  $i_{ан} < i_{ат}$ , то допускается проверка выключателя по полному току:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.0} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right)$$

$$\sqrt{2} \cdot 39,87 + 47,4 < \sqrt{2} \cdot 63 \cdot 1,4$$

$$103,8 < 124,7$$

Выключатель прошел проверку по полному току. По включающей способности:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 39,87 \cdot 1,955 = 110,2 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ (кА)}^2 \cdot с;$$

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 1590 \cdot 0,39 = 620 \text{ (кА)}^2 \cdot с.$$

Выключатель прошел проверку.

2) Выбор разъединителя в цепи генератора.

Выбираем разъединитель генератора на номинальный ток 4340 А.

Выбранный разъединитель ВВРЗ-20/8000М с техническими характеристиками в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Параметры разъединителя в цепи генератора.

	РВРЗ-20/8000М	Сравнение по параметрам РУ
Ном. Напряжение, кВ	20	10,5
Номинальный ток, А	8000	4340
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	250	110
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	98	39,87
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	30000	572

Разъединитель прошел проверку.

3) Трансформаторы тока устанавливаются в цепях выключателей и питают измерительные и регистрирующие приборы для контроля работы генератора.

Выбранный трансформатор тока ТПОЛ-10М. Номинальные параметры:  $I_{1ном}=2000$  А,  $I_{2ном}=5$  А,  $S_2=30$  ВА,  $K_{дин}=50$ ,  $K_{тер}=33$ .

Осуществляем проверку:

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot K_{дин} \cdot I_{1ном} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 2000 = 141,4 \text{ кА}$$

По условию  $i_y < i_{дин}$ .  $i_y = 112,8$  кА.

$$(K_{тер} \cdot I_{1ном}) \cdot t_{тер} = (33 \cdot 2000)^2 \cdot 3 = 13068 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

Трансформатор тока питает следующие измерительные приборы:

- Один амперметр марки Э-335 мощностью 0,5 ВА;
- Ваттметр ЦЛ8516 и Варметр СР3020 мощностью 2,5 ВА каждый;
- Счетчик активной мощности СА3-И674 мощность 2,5 ВА;
- Регистраторы активной мощности и тока Н348 и Н394 мощностями 10 и 12 ВА соответственно.

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

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{S_A + 2 \cdot S_W + S_{var} + S_{рег}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,5 + 5 + 2,5 + 22}{25} = 1,2 \text{ Ом}$$

$r_k = 0,05$  Ом – сопротивление проводов при подключении трех и менее приборов.



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;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

К установке на КРУ выберем трансформатор напряжения типа:

ЗНОЛ.06 – 10УЗ, имеющий первичную обмотку  $110000/\sqrt{3}$  (В), основную  $100/\sqrt{3}$  (В) и дополнительную вторичную 100/3-100(В). Остальные параметры трансформатора представлены в таблице 2.2.6.1.

Таблица 2.2.6.1 – Параметры трансформатора напряжения

Тип	Номинальная мощность, ВА, в классе 0,5
ЗНОЛ.06 – 10УЗ	50

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 2.2.6.2.

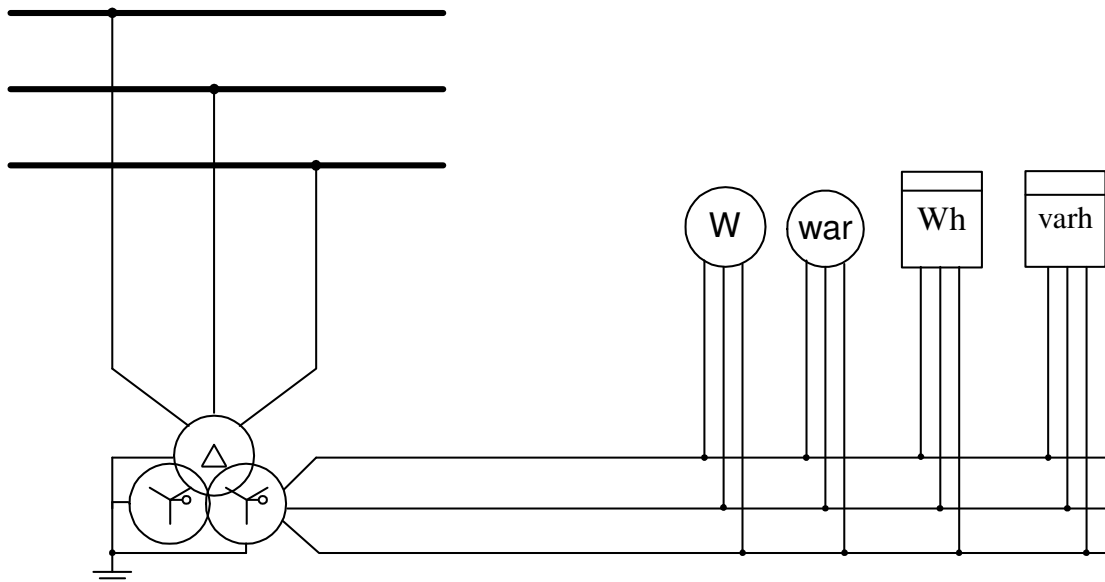


Рисунок 2.2.5–Схема подключения измерительных приборов к ТН

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

32

Таблица 2.2.6.2– Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	4	–
Ваттметр	Д-335	1,5	1	1	0	4	6	-
Варметр	Д-304	1,5	1	1	0	4	6	-
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	1	0,38	0,925	4	4,56	11,1
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И689	3 Вт	1	0,38	0,925	4	4,56	11,1
Итого							25,12	22,2

Вторичная нагрузка:  $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,12^2 + 22,2^2} = 33,52 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения намного превышает потребляемую мощность нагрузки, что предполагает правильность установки данного трансформатора.

Для подключения приборов используем алюминиевый провод 4 мм<sup>2</sup>.

5) Необходимо выбрать токоведущие сборные шины, к которым подключаются все присоединения.

Для тока  $I_{\max}=6158 \text{ А}$  выбираем медные шины коробчатого сечения.

Таблица 2.2.7 – Параметры медной шины коробчатого сечения.

Размеры, мм				Поперечное сечение одной шины, мм	Ток А, на пакет шин
a	b	c	r		
150	65	7	10	1785	7000

Выбранные шины необходимо проверить на термическую и электродинамическую стойкость. Коэффициент С для меди равен 168 А\*с<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{620}}{168} = 148 \text{ мм}^2$$

Сечение выбранных шин 1785 мм<sup>2</sup>. Выбранные шины прошли проверку на термическую стойкость.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по формуле:

$$\sigma = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ;

$l$  – расстояние между изоляторами одной фазы. Принимаем равным 2 м;

$a$  – расстояние между соседними фазами. Принимаем равным 100 см;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси. Для выбранной медной шины коробчатого сечения:  $W = 29,4 \text{ см}^3$ .

С учетом вышесказанного механическое напряжение в шинах будет равным:

$$\sigma = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(110 \cdot 10^3)^2 \cdot 2^2}{1 \cdot 29,4 \cdot 10^{-6}} = 28,5 \text{ МПа}$$

Допустимое механическое напряжение для медных шин марки МГМ 171,5-178 МПа. Выбранные шины выдерживают динамическое воздействие при КЗ.

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

### 3. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ

#### 3.1. Выбор схемы собственных нужд ТЭЦ

Схема собственных нужд станции зависит от следующих параметров:

- Число секций определяется по числу котлов;
- Общестанционная нагрузка питается вместе с агрегатной либо от отдельной секции.
- Рабочий трансформатор собственных нужд (ТСН) обеспечивает питание С.Н. во всех эксплуатационных режимах ТЭЦ.

Число резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) определяется следующим условием:

- при числе рабочих ТСН до 6 – 1;
- при числе рабочих ТСН 7 и более – 2.

Места подключения резервных ТСН:

- на свободную (от рабочего ТСН) секцию ГРУ;
- через развилку из 2х выключателей к 2м секциям ГРУ;
- отпайкой к выводам ТС в сторону ГРУ;
- к резервной системе сборных шин (если она есть).

С учётом выше перечисленных требований схема собственных нужд ТЭЦ примет вид (рис 3.1).

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.129.00 ВКР				

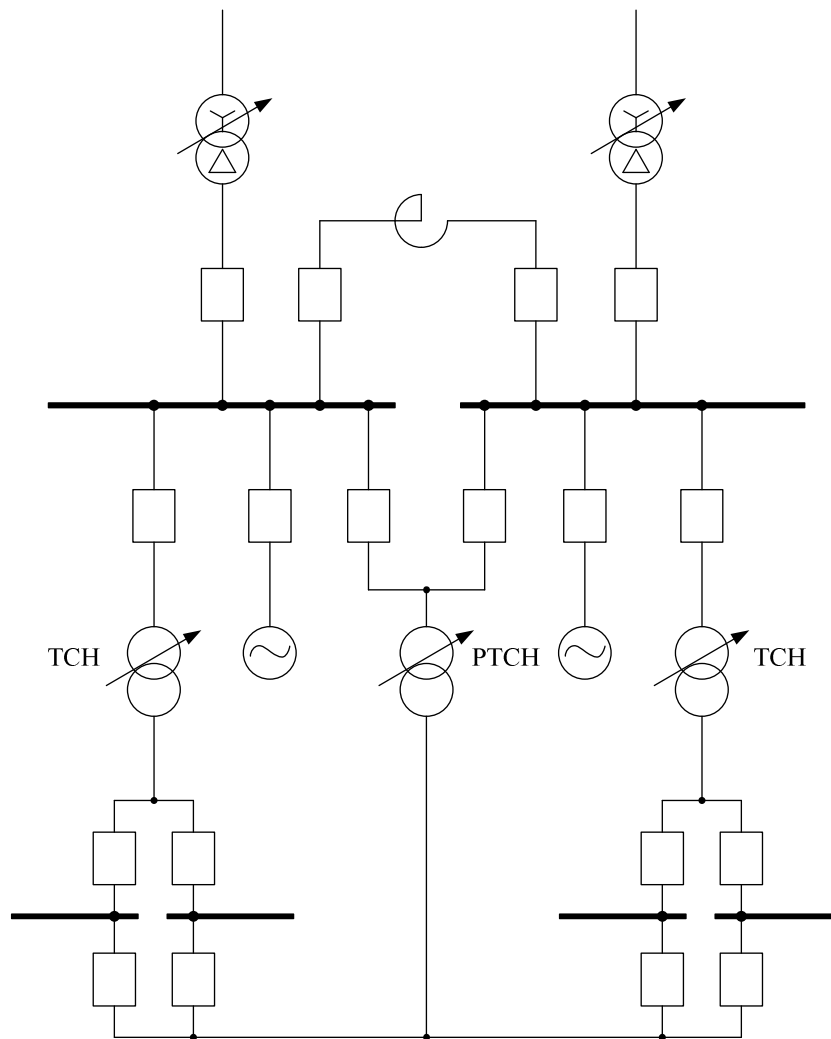


Рисунок 3.1 – Схема собственных нужд ТЭЦ

### 3.2. Выбор ТСН и РТСН

Полная мощность собственных нужд для газовой ТЭЦ составляет 5% от полной мощности станции, тогда:

$$S_{\text{С.Н.}} = 0,05 \cdot (2 \cdot S_{\text{Г}}) = 0,05 \cdot \left(2 \cdot \frac{P}{\cos\varphi}\right) = 0,05 \cdot \left(2 \cdot \frac{63}{0,8}\right) = 7,88 \text{ МВА.} \quad (1)$$

Так как в схеме С.Н. используется несколько ТСН, следовательно, полную мощность С.Н. необходимо разделить на их количество. Также следует учесть то, что ТСН не могут работать в режиме перегрузки. Определим мощности трансформаторов:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{С.Н.}}}{2} = \frac{7,88}{2} = 3,94 \text{ МВА.} \quad (2)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

36





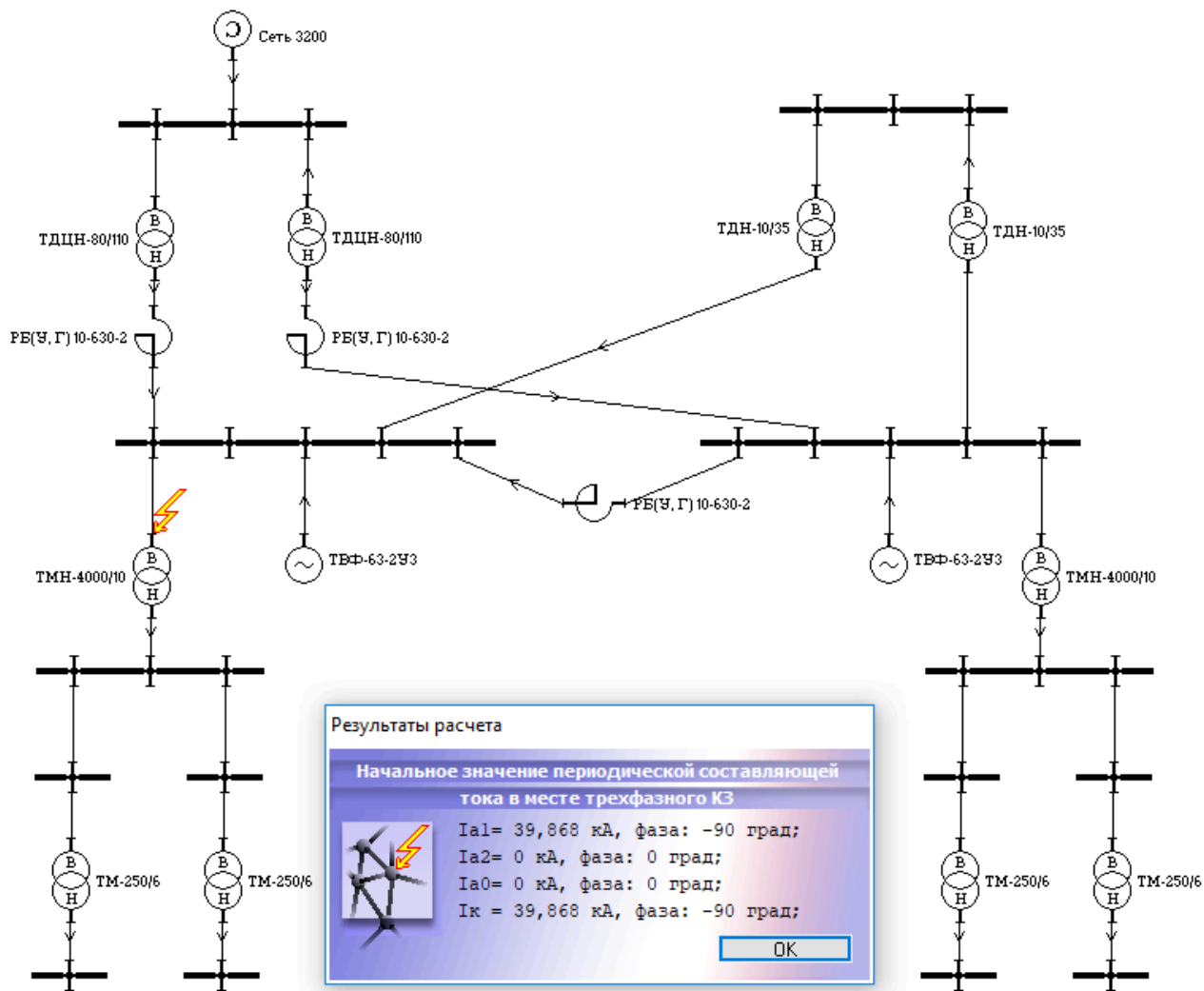


Рисунок 3.4 – Периодическая составляющая тока короткого замыкания на стороне С.Н.

### 3.5. Выбор выключателей

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

Номинальное напряжение выключателя должно быть равно или больше номинального напряжения защищаемой сети:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ .

Номинальный длительный ток выключателя должен быть больше номинального тока:  $I_{max} \leq I_{ном}$

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

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

Выключатели для РУ С.Н. выбираются одинаковые для каждой из цепей по наибольшему току в длительном режиме.

$$I_{\text{норм}} \cong I_{\text{норм.ТСН}} = \frac{S_{\text{норм.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220 \text{ А}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{норм.Т}}$  – номинальная мощность ТСН, МВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ВН ТСН, кВ.

Номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}=10$  кВ. Номинальный максимальный длительный ток  $I_{\text{max}}=220$  А (ТСН не перегружают). Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания  $I_{\text{п.0}}=39,9$  кА.

Для КЗ на С.Н.  $k_y=1,6$ ;  $T_a=0,02$  с (Система, связанная со сборными шинами 6 – 10 кВ через трансформаторы единичной мощностью).

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot e^{-\frac{t_3+t_{\text{с.в}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 39,87 \cdot e^{-\frac{0,058}{0,020}} = 3,1 \text{ кА}, \quad (5)$$

где  $t_3$  – время срабатывания защиты, с;

$t_{\text{с.в.}}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов, для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{ан}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{25}{100} = 14,1 \text{ кА}, \quad (6)$$

где  $\beta$  – относительное содержание апериодической составляющей, %.

Ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 39,87 \cdot 1,6 = 90,2 \text{ кА} \quad (7)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k; \quad (8)$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}; \quad (9)$$

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_3 + t_{\text{с.в.}} + T_a) = 1590 \cdot 0,78 = 1240 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}. \quad (10)$$

Для данных параметров подходит элегазовый выключатель LF2. Параметры выбранного выключателя представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры выключателя в КРУ на стороне С.Н.

Параметр	LF2	Расчетное значение	Проверка выбора
Ном. Напряжение, кВ	10	10	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ}}$
Номинальный ток, А	2000	220	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
Номинальный ток отключения, кА	40	39,87	$I_{\text{НОМ.откл}} \geq I_{\text{П0}}$
Содержание апериодической составляющей, %	25		
Апериодическая составляющая тока, кА	14,1	3,1	$i_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{а.т.}}$
Наибольший пик тока включения, кА	102	90,2	$i_{\text{НОМ.вкл}} \geq i_y$
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	102	39,87	$I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \geq I_{\text{П0}}$
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	102	90,2	$i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_y$
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	4800	1240	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k$

Выключатель прошел проверку. Выбранный шкаф КРУ, который способен вместить в себя выбранный выключатель КРУ С-410.

Разъединителями в случае КРУ выступают втычные контакты.

### 3.6. Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях с мощностью до 200 МВт устанавливается одна аккумуляторная батарея напряжением 220 В. Она служит в качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты и основного напряжения собственных нужд станции. Для поддержания напряжения на шинах постоянного тока применяется тиристорный зарядно-подзарядный агрегат, позволяющий изменять число включенных в работу элементов.

Число основных элементов  $n_0$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}}, \quad (3.7.1)$$

где  $U_{\text{ш}}^{\text{max}}$  – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);  $U_{\text{пз}}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 для аккумуляторов типа *Varta*). По формуле (3.7.1) определим число основных элементов:

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 104.$$

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_{\text{э}}^{\text{max}} = 2,7$  В (для электростанций) к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{\text{min}}$ :

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{э}}^{\text{max}}} = \frac{230}{2,7} = 86.$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_{\text{э}}^{\text{min}} = 1,75$  В, а на шинах батареи не ниже номинального ( $U_{\text{ш}}^{\text{min}} = 220$  В) к шинам подключается общее число элементов  $n$ :

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{min}}}{U_{\text{э}}^{\text{min}}} = \frac{220}{1,75} = 126.$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\text{min}} = 126 - 86 = 40.$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{\text{ав}}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_n$  и временной нагрузки  $I_{\text{вп}}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме. В случае отсутствия точной информации в приближенных расчетах можно принимать следующие значения постоянно включенных нагрузок:

- для тепловых электростанций с поперечными связями (на одну батарею) – 20А.

Для аккумуляторов *Varta* тип определяют по допустимому току разряда  $I_{\text{разр}}$  при получасовом (для станции) режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} = 1,05 \cdot 20 = 21 \text{ А.}$$

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}} (30") \geq I_{\text{т.мах}},$$

где  $I_{\text{т.мах}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$  – максимальный толчковый ток;  $I_{\text{пр}}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

$$I_{\text{т.мах}} = 20 + 2 \cdot 440 = 900 \text{ А.}$$

Под полученные значения токов подходит аккумуляторная батарея типа *Vb 2409* (2 - напряжение, В; 4 - тип положительных электродов 4 = 100Ач; 09 - число положительных электродов  $k$ ).

На рис.3.7 представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа *Varta* с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину. По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k} = \frac{900}{9} = 100 \text{ А.} \quad (25)$$

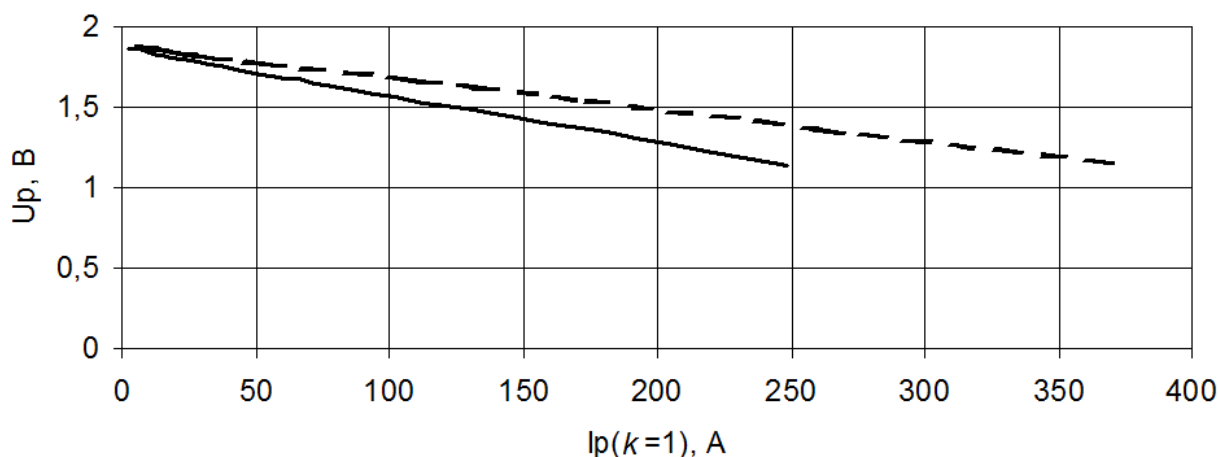


Рисунок 3.7 – Характеристики элемента *Varta bloc* с пластинами емкостью 50 (—)А·ч и 100 (----) А·ч



#### 4. ВЫБОР СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ

##### 4.1. Выбор схем распределительных устройств

При выборе схем распределительных устройств следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах. Схемы подстанций должны формироваться таким образом, чтобы была возможность их поэтапного развития. При возникновении аварийных ситуаций должна быть возможность восстановления электроснабжения потребителей средствами автоматики. Число и вид коммутационных аппаратов выбираются таким образом, чтобы обеспечивалась возможность проведения поочередного ремонта отдельных элементов подстанции без отключения других присоединений.

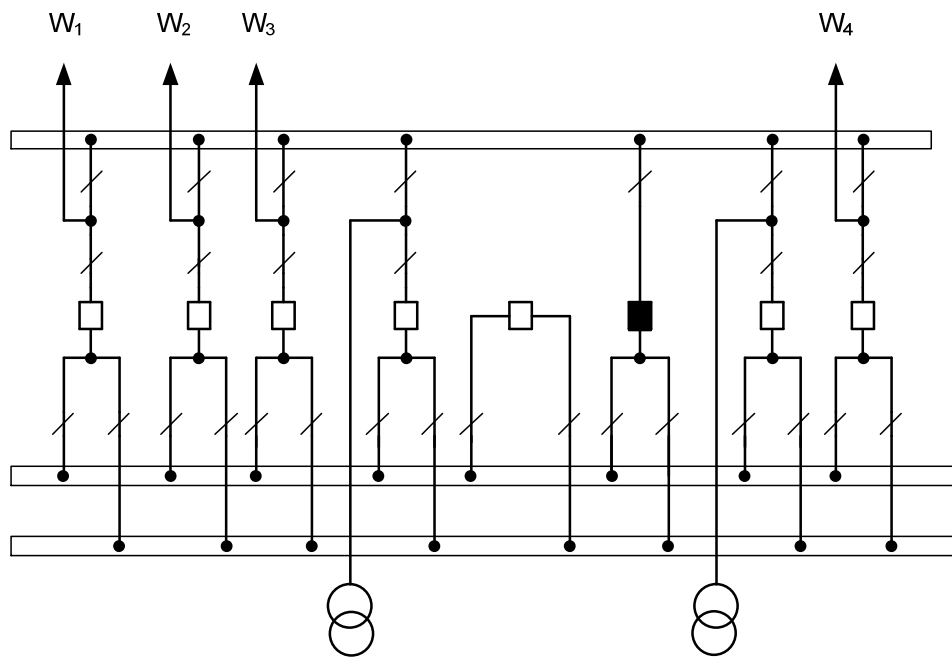
Учитывая это, рассмотрим возможные варианты принципиальных схем РУ ВН проектируемой подстанции «П»:

- а) Одна рабочая секционированная и обходная системы шин (рис. 4.1, а);
- б) Две рабочие и обходная системы шин (рис. 4.1, б).

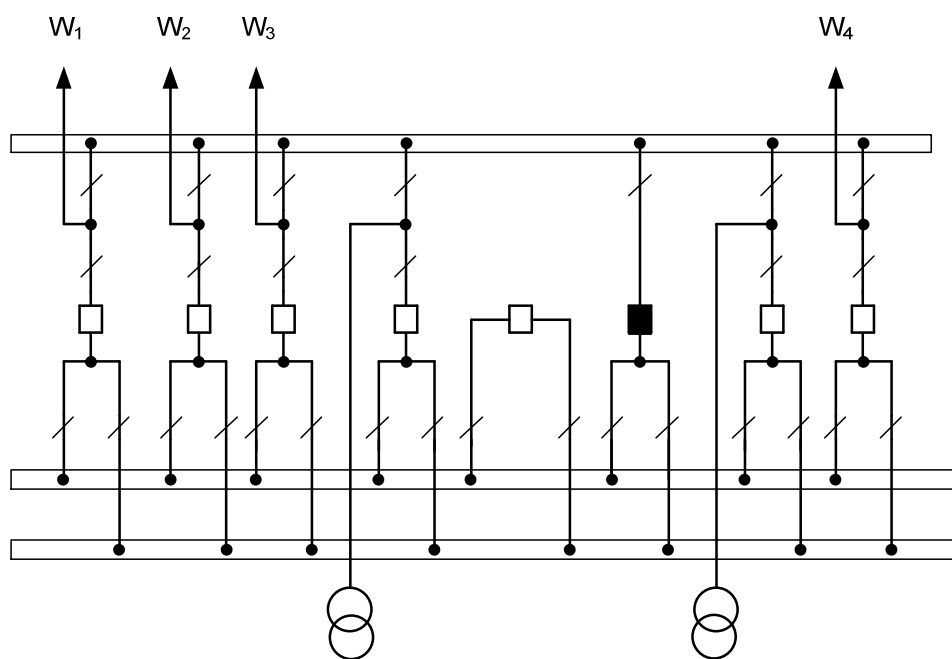
Для расчёта надёжности выбранных схем РУ ВН воспользуемся таблично-логическим методом (ТЛМ).

					<b>13.03.02.2018.129.00 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44





а)



б)

Рисунок 2 – Варианты принципиальной схемы РУ ВН:

а – одна рабочая секционированная и обходная системы шин;

б – две рабочие и обходная системы шин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

45

#### 4.2. Расчёт надёжности схемы РУ ВН «одна рабочая секционированная и обходная системы шин»

Схема соединений РУ ВН «одна рабочая секционированная и обходная системы шин» с указанием состояния разъединителей и индексов каждого элемента представлена на рисунке 4.2.

Задаёмся расчётным временем, равным одному году  $t_p=8760$  ч/год. Время оперативных переключений примем равным  $T_{оп}=0,5$  ч.

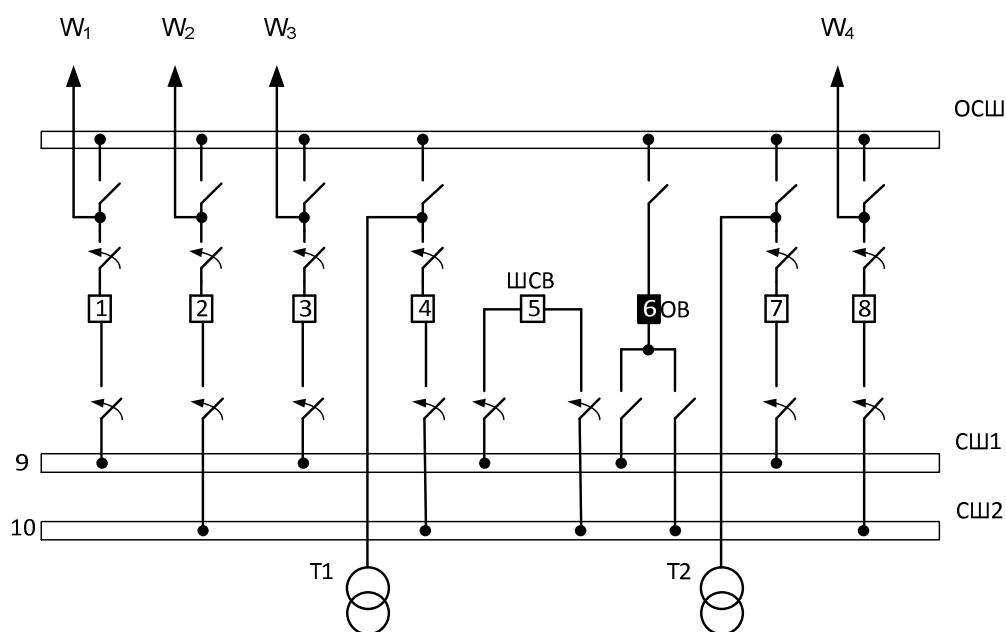


Рисунок 4.2 – Схема соединений РУ ВН «одна рабочая секционированная и обходная системы шин»

Присвоим каждому элементу схемы РУ ВН свой номер:

$i = 1$  – выключатель  $Q_1$ ;

$i = 2$  – выключатель  $Q_2$ ;

$i = 3$  – выключатель  $Q_3$ ;

...

$i = 8$  – выключатель  $Q_8$ ;

$i = 9$  – первая система шин (I СШ);

$i = 10$  – вторая система шин (II СШ).

Зададим расчётные режимы схемы РУ ВН:

$j = 0$  – нормальный режим работы;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

46

$j = 1$  – плановый ремонт выключателя  $Q_1$ ;

$j = 2$  – плановый ремонт выключателя  $Q_2$ ;

...

$j = 8$  – плановый ремонт выключателя  $Q_8$ ;

$j = 9$  – плановый ремонт первой системы шин (I СШ);

$j = 10$  – плановый ремонт второй системы шин (II СШ);

$j = 11$  – послеаварийный ремонт выключателя  $Q_1$ ;

$j = 12$  – послеаварийный ремонт выключателя  $Q_2$ ;

$j = 18$  – послеаварийный ремонт выключателя  $Q_8$ ;

$j = 19$  – послеаварийный ремонт первой системы шин (I СШ);

$j = 20$  – послеаварийный ремонт второй системы шин (II СШ).

По справочным данным для каждого элемента РУ ВН (выключателей и сборных шин) определяем показатели надёжности (табл. 4.2.1).

Таблица 4.2.1 – Показатели надёжности

Параметр Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_v$ , ч	$\omega_{пл}$ , 1/год	$T_{пл}$ , ч
Элегазовый выключатель	0,01	26,6	1/20	300
Система шин	0,013 <sup>1</sup>	5,26	0,17 <sup>1</sup>	2,63 <sup>1</sup>

#### 1. На присоединение.

Примечание:  $\omega$  – параметр потока отказов (частота отказов), 1/год;  $T_v$  – среднее время восстановления (средняя продолжительность одного аварийного ремонта), ч;  $\omega_{пл}$  – средняя частота плановых ремонтов, 1/год;  $T_{пл}$  – средняя продолжительность одного планового ремонта, ч.

Единичные показатели надёжности для элегазовых выключателей:

$$\omega_1 = \omega_2 = \dots = \omega_8 = 0,01 \text{ 1/год};$$

$$T_{v1} = T_{v2} = \dots = T_{v8} = 26,6 \text{ ч};$$

$$\omega_{пл1} = \omega_{пл2} = \dots = \omega_{пл8} = 1/20 = 0,05 \text{ 1/год};$$

					<b>13.03.02.2018.129.00 ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$T_{пл1} = T_{пл2} = \dots = T_{пл8} = 300 \text{ ч.}$$

Единичные показатели надёжности для системы шин:

$$\omega_9 = \omega_{10} = \omega_{сш} \cdot n_{пр} = 0,013 \cdot 3 = 0,039 \text{ 1/год};$$

$$T_{в9} = T_{в10} = T_{в.сш} = 5,26 \text{ ч};$$

$$\omega_{пл9} = \omega_{пл10} = \omega_{пл.сш} \cdot n_{пр} = 0,17 \cdot 3 = 0,51 \text{ 1/год};$$

$$T_{пл9} = T_{пл10} = T_{пл.сш} \cdot n_{пр} = 2,63 \cdot 3 = 7,89 \text{ ч};$$

где  $n_{пр}$  – количество присоединений на одну систему шин.

Для каждого из режимов определим их относительную длительность (вероятность существования планового или послеаварийного режима):

$$\tau_j = \begin{cases} \frac{\omega_{плk} \cdot T_{плk}}{t_p} - \text{плановый ремонт} \\ \frac{\omega_k \cdot T_{вk}}{t_p} - \text{аварийный ремонт} \end{cases} \quad (4.3.1)$$

Плановый и аварийный ремонты одного и того же элемента одинаковы по составу, но отличаются по своей продолжительности.

Продолжительность нормального режима:

$$\tau_0 = 1 - \sum_{j=1}^m \tau_j. \quad (4.3.2)$$

Рассчитаем относительную длительность режимов по формуле (4.3.1):

$$\tau_1 = \tau_2 = \dots = \tau_8 = \frac{0,05 \cdot 300}{8760} = 1,71 \cdot 10^{-3};$$

$$\tau_9 = \tau_{10} = \frac{0,51 \cdot 7,89}{8760} = 4,59 \cdot 10^{-4};$$

$$\tau_{11} = \tau_{12} = \dots = \tau_{18} = \frac{0,01 \cdot 26,6}{8760} = 3,04 \cdot 10^{-5};$$

$$\tau_{19} = \tau_{20} = \frac{0,039 \cdot 5,26}{8760} = 2,34 \cdot 10^{-5}.$$

Далее по формуле (4.3.2) определим относительную продолжительность нормального режима:

$$\tau_0 = 1 - [8 \cdot (1,71 \cdot 10^{-3} + 3,04 \cdot 10^{-5}) + 2 \cdot (4,59 \cdot 10^{-4} + 2,34 \cdot 10^{-5})] = 0,985.$$

Обозначим расчётные виды аварий:

Но прежде чем обозначить виды аварий распишем особенности режимов схемы:

1) К подстанции со стороны энергосистемы подходят 4 линии. Возможен такой режим, при котором в работе останется лишь 2 линии. Также примем во внимание, что потребитель платит лишь за активную мощность. С учетом этого посчитаем передаваемую активную мощность:

$$P_{max}^1 = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{доп}^{150} \cdot \cos(\varphi) = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,45 \cdot 0,8 = 137,18 \text{ МВт.}$$

Следовательно, при отключении двух линий максимальная мощность, которая сможет протекать составит 137,18 МВт.

Далее проверим, будет ли недоотпуск мощности в самом неблагоприятном режиме:

$$\Delta P = P_{\Sigma} - P_{\text{при откл. 2 цепей}} = 113,7 - 137,18 = -23,48 \text{ МВт.}$$

где,  $P_{\Sigma}$  – максимальная мощность, передаваемая до аварии, МВт.

Так, при отключении двух питающих цепей РУ ВН сможет передавать всю поступающую от генераторов мощность в сеть и недоотпуска мощности не будет.

*I* – отключение обеих секций системы шин со всеми присоединениями (погашение РУ ВН);

*II* – отключение I СШ (со всеми её присоединениями);

*III* – отключение II СШ (со всеми её присоединениями);

*IV* – отключение Т1;

*V* – отключение Т2;

*VI* – отключение Т1 и Т2 (погашение РУ ВН);

*VII* – отключение цепи Л1;

*VIII* – отключение цепи Л2;

*IX* – отключение цепи Л3;

*X* – отключение цепи Л4;

*XI* – отдельная работа секций шин;

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49





Таблица 4.2.2 – Таблица расчётных связей

$i \backslash j$	0	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16
1	II, T <sub>оп</sub>	-	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,2</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,3</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,4</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,6</sub>
2	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,1</sub>	-	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,3</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,4</sub>	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,6</sub>
3	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,1</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,2</sub>	-	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,4</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,6</sub>
4	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,1</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,2</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,3</sub>	-	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,6</sub>
5	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	-	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>
6	-	(II+VII), T <sub>оп</sub> VII, T <sub>6,1</sub>	(III+VIII), T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>6,2</sub>	(II+IX), T <sub>оп</sub> IX, T <sub>6,3</sub>	(III+IV), T <sub>оп</sub> IV, T <sub>6,4</sub>	-	-
7	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,1</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,2</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,3</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,4</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,6</sub>
8	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,1</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,2</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,3</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,4</sub>	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,6</sub>
9	II, T <sub>оп</sub> (VII+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub> (V+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub> + T <sub>9,2</sub>	II, T <sub>оп</sub> (VII+V), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub> + T <sub>9,4</sub>	II, T <sub>оп</sub> (VII+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub> + T <sub>9,1</sub>
10	III, T <sub>оп</sub> (VIII+X), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub> + T <sub>10,1</sub>	III, T <sub>оп</sub> (IV+X), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub> + T <sub>10,3</sub>	III, T <sub>оп</sub> (VIII+IV), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub> (VIII+X), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub> + T <sub>10,1</sub>

Окончание таблицы 4

$i \backslash j$	7/17	8/18	9/19	10/20
1	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,7</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,8</sub>	-	I, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,10</sub>
2	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,7</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,8</sub>	I, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,9</sub>	-
3	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,7</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,8</sub>	-	I, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,10</sub>
4	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,7</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,8</sub>	I, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,9</sub>	-
5	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>Б5</sub>	-	-
6	(II+V), T <sub>оп</sub> V, T <sub>6,7</sub>	(III+X), T <sub>оп</sub> X, T <sub>6,8</sub>	I, T <sub>оп</sub> V, T <sub>6,9</sub>	I, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>6,10</sub>
7	-	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,8</sub>	-	I, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,10</sub>







### 4.3. Расчёт надёжности схемы РУ ВН «две рабочие и обходная системы шин»

Схема соединений РУ ВН «две рабочие и обходная системы шин» с указанием состояния разъединителей и индексов каждого элемента представлена на рисунке 3.

Задаёмся расчётным временем, равным одному году  $t_p=8760$  ч/год. Время оперативных переключений примем равным  $T_{оп}=0,5$  ч.

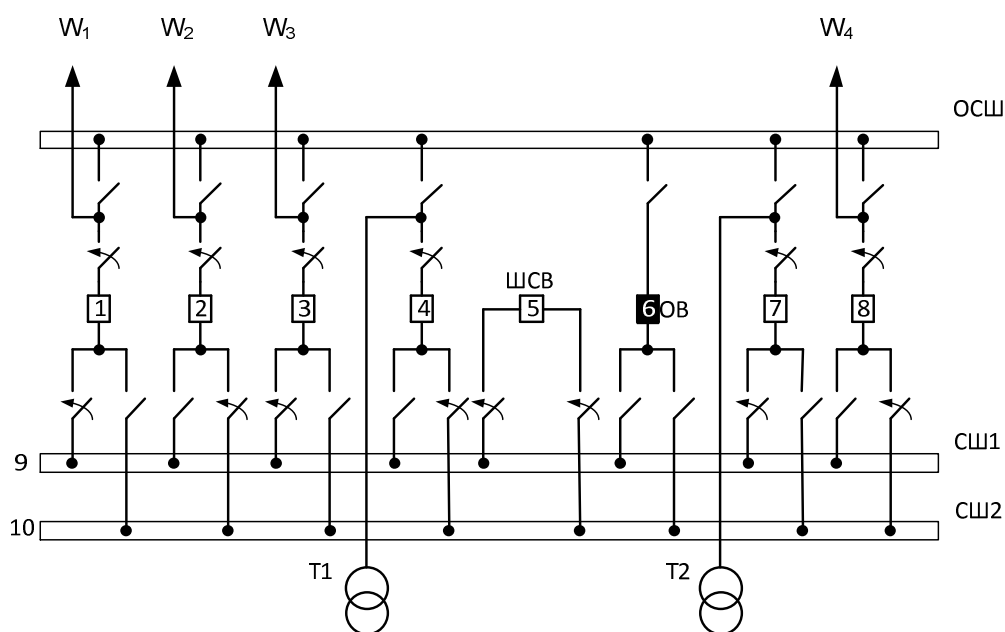


Рисунок 3 – Схема соединений РУ ВН «две рабочие и обходная системы шин»

Присвоим каждому элементу схемы РУ ВН свой номер:

$i = 1$  – выключатель  $Q_1$ ;

$i = 2$  – выключатель  $Q_2$ ;

$i = 3$  – выключатель  $Q_3$ ;

...

$i = 8$  – выключатель  $Q_8$ ;

$i = 9$  – первая система шин (I СШ);

$i = 10$  – вторая система шин (II СШ).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.129.00 ВКР

Лист

55

Зададим расчётные режимы схемы РУ ВН:

$j = 0$  – нормальный режим работы;

$j = 1$  – плановый ремонт выключателя  $Q_1$ ;

$j = 2$  – плановый ремонт выключателя  $Q_2$ ;

...

$j = 8$  – плановый ремонт выключателя  $Q_8$ ;

$j = 9$  – плановый ремонт первой системы шин (I СШ);

$j = 10$  – плановый ремонт второй системы шин (II СШ);

$j = 11$  – послеаварийный ремонт выключателя  $Q_1$ ;

$j = 12$  – послеаварийный ремонт выключателя  $Q_2$ ;

$j = 18$  – послеаварийный ремонт выключателя  $Q_{10}$ ;

$j = 19$  – послеаварийный ремонт первой системы шин (I СШ);

$j = 20$  – послеаварийный ремонт второй системы шин (II СШ).

По справочным данным для каждого элемента РУ ВН (выключателей и сборных шин) определяем показатели надёжности (табл. 4.3.1).

Таблица 4.3.1 – Показатели надёжности

Параметр Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_{в}$ , ч	$\omega_{пл}$ , 1/год	$T_{пл}$ , ч
Элегазовый выключатель	0,01	26,6	1/20	300
Система шин	0,013 <sup>1</sup>	5,26	0,17 <sup>1</sup>	2,63 <sup>1</sup>

1. На присоединение.

Примечание:  $\omega$  – параметр потока отказов (частота отказов), 1/год;  $T_{в}$  – среднее время восстановления (средняя продолжительность одного аварийного ремонта), ч;  $\omega_{пл}$  – средняя частота плановых ремонтов, 1/год;  $T_{пл}$  – средняя продолжительность одного планового ремонта, ч.

Единичные показатели надёжности для элегазовых выключателей:

$$\omega_1 = \omega_2 = \dots = \omega_{10} = 0,01 \text{ 1/год};$$



Далее по формуле (4.3.2) определим относительную продолжительность нормального режима:

$$\tau_0 = 1 - [10 \cdot (1,71 \cdot 10^{-3} + 3,04 \cdot 10^{-5}) + 2 \cdot (4,59 \cdot 10^{-4} + 2,34 \cdot 10^{-5})] = 0,985.$$

Обозначим расчётные виды аварий:

*I* – отключение обеих секций системы шин со всеми присоединениями (погашение РУ ВН);

*II* – отключение I СШ (со всеми её присоединениями);

*III* – отключение II СШ (со всеми её присоединениями);

*IV* – отключение Т1;

*V* – отключение Т2;

*VI* – отключение Т1 и Т2 (погашение РУ ВН);

*VII* – отключение цепи Л1;

*VIII* – отключение цепи Л2;

*IX* – отключение цепи Л3;

*X* – отключение цепи Л4;

*XI* – раздельная работа секций шин;

Определим для каждого вида аварий недоотпускаемую мощность. Недоотпускаемая мощность – это та мощность, которая недополучила система или потребитель в результате данной аварии:

$$\Delta P_l = P_{\text{треб}} - P_l, \quad (4.3.3)$$

где  $P_{\text{треб}}$  – требуемая мощность;

$P_l$  – располагаемая мощность при аварии вида *l* (мощность, которую мы можем выдавать в систему в состоянии данной аварии).

К недоотпуску электрической энергии приводят аварии расчётных видов *I*, *VI*. Определим недоотпуск мощности для каждого вида аварии при средней нагрузке по формуле (4.3.3):

– Для аварии *I*

$$\Delta P_l = 88,2 - 0 = 88,2 \text{ МВт};$$

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58



– наложение аварийного ремонта системы шин на её аварийный ремонт:

$$T_{ав.СШ,ав.СШ} = T_{в СШ} - \frac{T_{в СШ}^2}{2 \cdot T_{в СШ}} = 5,26 - \frac{5,26^2}{2 \cdot 5,26} = 2,63 \text{ ч};$$

– наложение аварийного ремонта системы шин на плановый ремонт выключателя:

$$T_{ав.СШ,пл.выкл.} = T_{в СШ} - \frac{T_{в СШ}^2}{2 \cdot T_{пл выкл.}} = 5,26 - \frac{5,26^2}{2 \cdot 300} = 5,21 \text{ ч};$$

– наложение аварийного ремонта системы шин на аварийный ремонт выключателя:

$$T_{ав.СШ,ав.выкл.} = T_{в СШ} - \frac{T_{в СШ}^2}{2 \cdot T_{в выкл.}} = 5,26 - \frac{5,26^2}{2 \cdot 26,6} = 4,74 \text{ ч}.$$

Таблица расчётных связей представлена в таблице 4.3.2.

В режимах с плановыми и аварийными ремонтами таблица расчётных связей будет одинаковой, кроме среднего времени одновременного простоя. В первом случае будет наложение послеаварийного ремонта элемента на плановый ремонт, во втором – наложение послеаварийного ремонта элемента на послеаварийный ремонт.

Таблица 4.3.2 – Таблица расчётных связей

$\begin{matrix} j \\ i \end{matrix}$	0	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16
1	II, T <sub>оп</sub>	–	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,2</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,3</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,4</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,6</sub>
2	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,1</sub>	–	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,3</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,4</sub>	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,6</sub>
3	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,1</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,2</sub>	–	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,4</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,6</sub>
4	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,1</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,2</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,3</sub>	–	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,6</sub>
5	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>в5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>в5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>в5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>в5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>в5</sub>	–	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>в5</sub>
6	–	(II+VII), T <sub>оп</sub> VII, T <sub>6,1</sub>	(III+VIII), T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>6,2</sub>	(II+IX), T <sub>оп</sub> IX, T <sub>6,3</sub>	(III+IV), T <sub>оп</sub> IV, T <sub>6,4</sub>	–	–
7	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,1</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,2</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,3</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,4</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,6</sub>
8	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,1</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,2</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,3</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,4</sub>	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,6</sub>



Продолжение таблицы 4

9	II, T <sub>оп</sub> (VII+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub> (V+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> (VII+V), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub>	II, T <sub>оп</sub> (VII+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub> + T <sub>9,1</sub>
10	III, T <sub>оп</sub> (VIII+X), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> (IV+X), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> (VIII+IV), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп</sub> (VIII+X), T <sub>10</sub>	III, T <sub>оп1</sub>

Окончание таблицы 4

<i>i</i> \ <i>j</i>	7/17	8/18	9/19	10/20
1	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,7</sub>	II, T <sub>оп</sub> VII, T <sub>1,8</sub>	I, T <sub>оп</sub>	I, T <sub>оп</sub>
2	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,7</sub>	III, T <sub>оп</sub> VIII, T <sub>2,8</sub>	I, T <sub>оп</sub>	I, T <sub>оп</sub>
3	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,7</sub>	II, T <sub>оп</sub> IX, T <sub>3,8</sub>	I, T <sub>оп</sub>	I, T <sub>оп</sub>
4	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,7</sub>	III, T <sub>оп</sub> IV, T <sub>4,8</sub>	I, T <sub>оп</sub>	I, T <sub>оп</sub>
5	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>B5</sub>	I, T <sub>оп</sub> XI, T <sub>B5</sub>	–	–
6	(II+V), T <sub>оп</sub> V, T <sub>6,7</sub>	(III+X), T <sub>оп</sub> X, T <sub>6,8</sub>	–	–
7	–	II, T <sub>оп</sub> V, T <sub>7,8</sub>	I, T <sub>оп</sub>	I, T <sub>оп</sub>
8	III, T <sub>оп</sub> X, T <sub>8,7</sub>	–	I, T <sub>оп</sub>	I, T <sub>оп</sub>
9	II, T <sub>оп</sub> (VII+IX), T <sub>9</sub>	II, T <sub>оп</sub>	–	I, T <sub>9,10</sub>
10	III, T <sub>оп</sub>	III, T <sub>оп</sub> (VIII+X), T <sub>10</sub>	I, T <sub>10,9</sub>	–

Для каждой из расчётных аварий определим коэффициент вынужденного простоя (т.е. вероятность застать объект в состоянии данной аварии):

$$K_{Bl} = \frac{1}{t_p} \cdot \sum_{j=0}^m \left[ \tau_j \cdot \sum_{i=1}^n (\omega_i \cdot T_{ijl} \cdot X_{ijl}) \right], \quad (4.3.5)$$

где  $X_{ijl} = \begin{cases} 1 & \text{– в клетке } ij \text{ есть авария вида } l \\ 0 & \text{– в клетке } ij \text{ нет аварии вида } l \end{cases}$  – оператор поиска;

$T_{ijl}$  – среднее время ликвидации аварии вида  $l$ , возникшей при отказе элемента  $i$  в режиме работы  $j$ .

Используя формулу (4.3.5), запишем формулы и определим коэффициенты вынужденного простоя для аварий, приводящих к недоотпуску электрической энергии (*I, III, XII, XIV*):

Для упрощения расчёта примем:

а)  $\omega_1 = \omega_2 = \dots = \omega_8 = \omega_{1\dots 8}$ ;

б)  $\omega_9 = \omega_{10} = \omega_{9-10}$ ;

в)  $\tau_1 = \tau_2 = \dots = \tau_8 = \tau_{1\dots 8}$ ;

г)  $\tau_9 = \tau_{10} = \tau_{9-10}$ ;

д)  $\tau_{11} = \tau_{12} = \dots = \tau_{18} = \tau_{11\dots 18}$ ;

е)  $\tau_{19} = \tau_{20} = \tau_{19-20}$ .

Для аварии *I*:

$$K_{BI} = \frac{1}{t_p} \cdot [T_{оп} \cdot (\tau_0 \cdot \omega_{1\dots 8} + 7 \cdot \tau_{1\dots 8} \cdot \omega_{1\dots 8} + 12 \cdot \tau_{9-10} \cdot \omega_{1\dots 8} + 7 \cdot \tau_{11\dots 18} \cdot \omega_{1\dots 8} + 12 \cdot \tau_{19-20} \cdot \omega_{1\dots 8}) + 2 \cdot \tau_{9-10} \cdot \omega_{9-10} \cdot T_{ав.СШ,пл.СШ} + 2 \cdot \tau_{19-20} \cdot \omega_{9-10} \cdot T_{ав.СШ,ав.СШ}] = \frac{1}{8760} \cdot [0,5(0,972 \cdot 0,01 + 7 \cdot 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 + 12 \cdot 4,59 \cdot 10^{-4} \cdot 0,01 + 7 \cdot 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 + 12 \cdot 2,34 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01) + 2 \cdot 4,59 \cdot 10^{-4} \cdot 0,039 \cdot 3,507 + 2 \cdot 2,34 \cdot 10^{-5} \cdot 0,039 \cdot 2,63] = 5,874 \cdot 10^{-7};$$

Далее необходимо определить математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

$$M[\Delta W] = \sum_{l=1} K_{Bl} \cdot \Delta W_{l, усл}, \quad (4.3.6)$$

где  $\Delta W_{l, усл} = \Delta P_l \cdot t_p$  – условно недоотпущенная энергия при аварии вида  $l$  (равна энергии, которую бы недополучал потребитель, если бы авария вида  $l$  существовала бы в течение всего расчётного времени  $t_p$ ).

Для аварии *I*:

$$M[\Delta W_I] = K_{BI} \cdot \Delta P_I \cdot t_p = 5,874 \cdot 10^{-7} \cdot 88,2 \cdot 8760 = 454 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Математическое ожидание ущерба, в следствии недоотпуска электроэнергии определяется по формуле:

$$M[Y] = y_0 \cdot M[\Delta W], \quad (4.3.7)$$

где  $y_0=28$  – удельный ущерб потребителя при дефиците электроэнергии, руб/кВт·ч.

По формуле (16) рассчитаем математическое ожидание ущерба:

$$M[Y] = y_0 \cdot M[\Delta W_I] = 28 \cdot 454 = 12708 \text{ руб};$$

Математическое ожидание ущерба, в следствии недоотпуска электроэнергии при применении схемы РУ ВН «две рабочие и обходная системы шин» составит 12708 руб.

#### 4.4. Выбор оптимального варианта схемы РУ ВН

Оптимальность решения при проектировании и эксплуатации электрических станций, сетей и тому подобного, означает, что заданный производственный эффект (располагаемая мощность, отпускаемая энергия и т.д.) получен при минимальных производственных расходах.

Первоначально назначаются все варианты получения заданного производственного эффекта, затем в результате анализа остаются только конкурентно способные.

Окончательный выбор осуществляется на основании формул приведённых затрат (к одному году):

$$Z = E_H \cdot K + I + M[Y], \quad (4.4.1)$$

где  $K$  – капитальные вложения в объект (капитальные затраты), которые включают в себя заводскую стоимость, транспортные расходы, монтаж, пусконаладочные работы;

$E_H$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений

$E_H = \frac{1}{T_{\text{окуп.}}} = \frac{1}{5} = 0,2$ , где  $T_{\text{окуп.}} = 5$  – период окупаемости оборудования в электроэнергетике, год;

$I$  – ежегодные издержки эксплуатации;



Сравним полученные значения по следующему выражению:

$$\delta_{i,j} = \frac{|3_i - 3_j|}{\frac{(3_i+3_j)}{2}} \cdot 100\% \quad (4.4.5)$$

Подставим полученные значения в формулу (4.4.5):

$$\delta_{1,2} = \frac{|37\,092\,684 - 37\,092\,708|}{\frac{(37\,092\,684+37\,092\,708)}{2}} \cdot 100\% = 6,4 \cdot 10^{-5} \% \leq 5 \%;$$

Так как  $\delta_{1,2} \leq 5 \%$ , следовательно, варианты считаются равноэкономичными, и выбор лучшего из них осуществляется без учёта математического ожидания ущерба. Принимаем схему РУ ВН «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин».

					<i>13.03.02.2018.129.00 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы была рассчитана ТЭЦ мощностью 2х 63 МВт с РУ напряжениями 110 и 10 кВ. Рассчитаны проходящие через распреустройство потоки мощности идущие к потребителям и в энергосистему, а так же расходуемые на собственные нужды. По длительным токам в разных режимах выбраны воздушные и кабельные линии электропередач. С помощью программы «ТОКО» рассчитаны токи короткого замыкания. По полученным данным выбраны токоограничивающие реакторы для снижения токов КЗ на стороне низкого напряжения. Так же выбрано оборудование станции и собственных нужд, такое как генераторы, силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, токоведущие шины, КРУ, измерительные трансформаторы тока и напряжения. С учетом показателей надежности с помощью таблично-логического метода и на основе приведенных затрат выбрана схема распределительного устройства высокого напряжения.

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гайсаров Р.В. и Козулин В.С. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. изд. – ЮУрГУ, 2002

2. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.

3. Распределительные устройства и подстанции / Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002. – Вып. 6. Гл. 4.1; 4.2.

4. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.

5. Электротехнический справочник. – 7-е изд., испр. / Под ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 1988. – Т.2 и Т.3, кн.1.

6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

7. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т. И. Парубочая, Н. В. Сырейщикова, В. И. Гузеев, Л. В. Винокурова. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008.

8. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.

					13.03.02.2018.129.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67