

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Электроснабжение собственных нужд Тольяттинской ТЭЦ

Обучающийся

Д.В. Мельников

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2022

## **Аннотация**

В данной выпускной квалификационной работе разрабатывается система электроснабжения собственных нужд ТЭЦ мощностью 550 МВт.

В работе дается краткая характеристика работы электро-приемников собственных нужд ТЭЦ. Рассматриваются такие вопросы как выбор числа и мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, на основании которых производится выбор основного коммутационного оборудования. Выбирается схема электроснабжения данных электроприемников, целесообразность которой подтверждается расчетом экономической эффективности проекта. Также рассматриваются вопросы по релейной защите и автоматике.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе состоит из 69 страниц, содержит 19 таблиц.

В дополнении к основным разделам предусмотрены содержание, введение, заключение и список используемых источников.

## Содержание

Введение.....	5
1 Технологический цикл работы электрооборудования СН ТЭЦ .....	6
2 Составление схемы главных электрических соединений ТЭЦ и схемы электроснабжения ее СН и основания напряжения .....	8
3 Расчетная нагрузка собственных нужд ТЭЦ.....	11
3.1 Расчет основной нагрузки 0,4 кВ.....	11
3.2 Расчет основной нагрузки 10,5 кВ .....	14
4 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ .....	19
5 Расчет токов короткого замыкания .....	22
5.1 Схема замещения и ее параметры .....	22
5.2 Расчет тока трехфазного к.з. на ступени 110 кВ (К1).....	23
5.3 Расчет тока трехфазного к.з. на стороне 10 кВ (точка К2) .....	26
5.4 Расчет тока к. з. на шинах 10 кВ (точка К3).....	29
5.5 Расчет тока трехфазного к.з. на ступени 10 кВ (точка К4).....	33
5.6 Расчет тока трехфазного к.з. на шинах 0,4 кВ (точки К5, К6, К7).....	35
6 Выбор оборудования.....	40
6.1 Выбор выключателей на 10 кВ .....	40
6.2 Выбор жестких шин .....	44
6.3 Выбор кабелей.....	47
6.4 Выбор токопроводов.....	50
6.5 Выбор разъединителей .....	52
6.6 Выбор реакторов.....	52
6.7 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ.....	53
6.8 Выбор трансформаторов тока.....	54
6.9 Выбор трансформаторов напряжения.....	58
6.10 Выбор ячеек КРУ и панелей.....	59
7 Релейная защита и автоматика.....	61
8 Защитное заземление.....	63

Заключение.....	66
Список используемых источников.....	68

## Введение

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) предназначены для централизованного снабжения промышленного предприятия и городов теплом и электроэнергией.

«Процесс производства электроэнергии на электростанции полностью механизирован. Работа современных мощных котлов паротурбинных агрегатов ТЭЦ возможна только при участии множества вспомогательных рабочих машин, необходимых для приготовления и транспортировки топлива, подачи воздуха в камеры горения и удаления из них продуктов сгорания, подачи воды в котлы поддержания вакуума в конденсаторах турбин, водоснабжение станции, перекачки горячей воды для теплоснабжения, вентиляции помещений и многого другого» [10].

«Нормальная работа электростанции и безопасность ее обслуживания возможны только при условии надежной работы системы собственных нужд. Согласно ПУЭ потребители системы собственных нужд электростанции отнесены к I категории и их электроснабжение должно быть обеспечено по двум независимым электрическим сетям. Перерыв электроснабжения допускается лишь на время действия устройств автоматического ввода резерва (АВР). Основными задачами, решаемыми при проектировании электроснабжения собственных нужд ТЭЦ являются:

- оптимизация параметров системы электроснабжения путем правильного выбора напряжения;
- определение электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения;
- рациональный выбор: числа и мощности трансформаторов, конструкций сетей, аппаратов;
- расчет токов короткого замыкания и экономических показателей» [10].

Данная работа рассматривает ряд вопросов, связанных с проектированием собственных нужд ТЭЦ.

## **1 Технологический цикл работы электрооборудования СН ТЭЦ**

Установленную мощность ТЭЦ и типы турбогенераторов выбирают в соответствии с потребностями в тепле и параметрами пара, используемого в производственных процессах и для отопления. На данной ТЭЦ установлено 5 котлов типа ТГМЕ-464 и 5 генераторов типа ТВФ-110-2Е с турбинами типа Т-100/120-130-3.

Технологическая схема ТЭЦ характеризует последовательность основного процесса производства электрической и тепловой энергии, оснащением основным оборудованием преобразовательного процесса паровыми котлами, турбинами, электрическими генераторами. Процесс производства электроэнергии на ТЭЦ заключается в последовательном преобразовании «энергии сжигаемого топлива в тепловую энергию водяного пара, приводящего во вращения турбоагрегат. Механическая энергия вращения преобразуется генератором в электрическую» [9].

Технологическая схема ТЭЦ состоит из нескольких систем топливоподачи; основного пароводяного контура вместе с парогенератором (котлом) и турбиной; циркуляционного водоснабжения; водоподготовки и электрической части станции.

Котло-агрегат вырабатывает перегретый пар для турбины. У турбины имеется ряд отборов пара, используемых для подогрева питательной воды в последовательно расположенных подогревателях.

Поступающая в котло-агрегаты вода не должна содержать газов ( $O_2$ ,  $CO_2$ ), которые могут вызвать коррозию. Деаэратор является одновременно ступенью регенеративного подогрева питательной воды. Из деаэратора вода подается питательными насосами (ПЭН) в парогенераторы. Регенеративные подогреватели, расположенные после питательного насоса называются подогревателями высокого давления (ПВД), а до деаэратора подогревателями низкого давления (ПНД).

Для восполнения неизбежных потерь в основном пароводяном контуре служит добавочная вода, которая "приготавливается" в установках химоводоочистки. Обратная сторона водоснабжения ТЭЦ производит охлаждение воды в конденсаторах для повторного использования с помощью градирен, куда вода перекачивается циркуляционными насосами (ЦН).

В приоритете в системе собственных нужд применяются лопастные насосы и вентиляторы. Лопастные насосы используют в качестве питательных, конденсатных, циркуляционных насосов и др. лопастные вентиляторы используют на ТЭЦ в качестве дымососа, дутьевых вентиляторов и др.

Для привода рабочих машин используются трехфазные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. В качестве приводов дутьевых вентиляторов и дымососов двухскоростные асинхронные двигатели.

Большое количество потребителей СН сосредоточено в различных дополнительных хозяйствах ТЭЦ, таких как пиковая котельная (ПК) химоводоочистка (ХВО), мазуто-хозяйство (ОМХ) насосная горячего водоснабжения (НГВ), а также потребителями СН Т

Выводы по разделу 1.

В работе рассмотрена технологическая схема ТЭЦ. Представлена мощность ТЭЦ и типы турбогенераторов. Определен примерный состав оборудования станции.

## **2 Составление схемы главных электрических соединений ТЭЦ и схемы электроснабжения ее СН и основания напряжения**

«При выборе схем электроснабжения должны учитываться следующие основные требования:

- надежность;
- приспособленность электроустановки к проведению ремонтов;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность схемы.» [17].

На данной проектируемой ТЭЦ каждый генератор соединяется с повышающим трансформатором с установкой выключателя на генератором напряжении для возможности питания СН ТЭЦ из системы. Такое соединение называется блочным (графическая часть, лист 3). Параллельная работа блоков генератор – трансформатор осуществляется на высоком напряжении, где предусматриваются открытые распределительные устройства ОРУ 110 кВ. Хотя предприятие, которое снабжается энергией, расположено вблизи ТЭЦ применение 110 кВ оправдывает себя в связи с очень значительной электрической нагрузкой предприятия, из-за чего для сети напряжением 10,5 кВ потребовалось бы прокладка очень большого количества кабелей, что в условиях стесненного подземного хозяйства оказалось невыполнимым и экономически нецелесообразным.

Для ОРУ 110 кВ с большим числом присоединений применяем схему с двумя рабочими и обходной системой сборных шин с отдельной установкой шиносоединительного и обходного выключателей, что обеспечивает наибольшую оперативную гибкость схемы. Каждый элемент присоединяется через выключатель и развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу как на одной, так и на другой системе шин, а также обеспечивает изоляцию выключателей от сборных шин при их ремонте. Линейные разъединители предусмотрены для безопасного ремонта выключателей.



Генераторы электростанции соединены в блоки и питание собственных нужд осуществляется через отпайку от блока. Так как номинальное напряжение генераторов 10,5 кВ, то СН ТЭЦ не требуют установки трансформатора СН высокого напряжения; питание сборных шин РУ 10 кВ осуществляется через реактор, для ограничения токов к. з. на шинах 10 кВ.

«РУ 10,5 кВ выполним по схеме с одной секционированной системой сборных шин (графическая часть, лист 4 и 5 показано секционирование на 2 части – А и Б). Собственные нужды каждого блока питаются от двух секций с тем, чтобы при отказе (или ремонте) одной из секций можно было сохранить в работе блок, хотя бы и при пониженной нагрузке. К секциям 10 кВ подключаются крупные электродвигатели мощностью более 200 кВт и трансформаторы второй ступени трансформации 10/0,4 кВ.» [12].

На листах 4 и 6 графической части показана схема питания СН на напряжение 0,4 кВ. Трансформаторы 10/0,4 кВ устанавливаем вблизи площадки размещения электро-приемников данной группы. РУ 0,4 кВ, также выполняем по схеме с одной секционированной системой сборных шин.

Расположенная выше схема не может обеспечить надежного питания собственных нужд, так как при повреждениях в генераторах, на линии, питающей РУ 10 кВ или в тепломеханической части нарушается питание РУ СН. Поэтому кроме рабочих источников собственных нужд должны предусматриваться резервные источники питания. Такими источниками являются трансформаторы, которые присоединяем к шинам повышенного напряжения 110 кВ, имеющим связь с энергосистемой. В этом случае даже при отключении всех генераторов электростанции питание собственных нужд 10 кВ будет осуществляться от резервных шинопроводов. Резервное питание шин 0,4 кВ производится через резервные трансформаторы, присоединенные к шинам 10 кВ другого блока. «На тот редкий случай, когда авария на электростанции совпадает с аварией в энергосистеме, и напряжение собственных нужд не может быть подано от резервного трансформатора, для наиболее ответственных потребителей, которые обеспечивают сохранность

оборудования в работоспособном состоянии (масляные насосы смазки, валоповоротные устройства и др.)» [11] предусматриваем аккумуляторные батареи.

Расположение РУ СН 10 и 0,4 кВ выбираем с учетом максимального приближения к центру нагрузок со стороны питания насколько позволяют производственные условия, что позволяет построить экономичную и надежную схему электроснабжения. На ТЭЦ РУ СН 10 и 0,4 кВ размещаем под деаэрационным помещением между турбинным и котельным отделениями (графическая часть, лист 2).

«Рабочее питание всех видов электроприемников СН, включая и особо ответственные, осуществляется путем отбора мощности на генераторном напряжении равном 10,5 кВ главной электрической схемы с помощью реактора.» [16]. А мощность электродвигателей, которые являются приводами для рабочих механизмов, лежит в пределах от нескольких кВт (электродвигатели задвижек) до нескольких тысяч кВт (электродвигатели питательных насосов). Причем от РУ 10 кВ питаются электродвигатели мощностью 200 кВт и более, а от РУ 0,4 кВ – все остальные электродвигатели и освещение.

Вывод по разделу 2.

Составлена схема главных электрических соединений ТЭЦ. Рассмотрена схема питания собственных нужд станции.

### **3 Расчетная нагрузка собственных нужд ТЭЦ**

В расчете силовых нагрузок большое значение имеет правильное определение электрической нагрузки во всех элементах силовой сети, разного напряжения.

#### **3.1 Расчет основной нагрузки 0,4 кВ**

«РУСН 0,4 кВ секционируется, причем в главном корпусе блочной ТЭЦ должно быть не менее 2-х секций для каждого блока с присоединением электродвигателей 380 В к разным секциям. Для уменьшения расхода силового кабеля в ряде случаев выполняются вторичные сборки 0,4 кВ, приближенные к электродвигателям цеховых нагрузок и подключаемые к секциям» [12].

«Секции РУСН 0,4 кВ монтируются из шкафов заводского изготовления типа КТПСН-0,4, причем в одном шкафу размещают либо ячейку питающего ввода (рабочего или резервного), либо три ячейки отходящих присоединений (электродвигателей, вторичных сборок). Вторичные сборки в основном монтируются из шкафов РТ30, каждый из которых содержит от четырех до восьми автоматических выключателей со встроенными защитами.

Рабочее питание секций РУСН 0,4 кВ осуществляется от ТСН 10/0,4 кВ, обмотки которых соединяются по схеме  $\Delta/Y$ . Каждый ТСН 10/0,4 кВ присоединяется к соответствующей секции РУСН 10 кВ через вакуумный выключатель, а к РУСН 0,4 кВ – через автоматический выключатель. Рабочий ТСН питает 2 секции РУ 0,4 кВ.» [17].

«Мощность резервных трансформаторов выбирается такой же, как и рабочих, так как в проектируемой ТЭЦ устанавливаются генераторные выключатели и при отключении генератора, все трансформаторы, в том числе и ТСН 10/0,4 кВ остаются в работе. При повреждении самого ТСН 10/0,4 кВ питание секций осуществляется через резервный трансформатор» [13] 40Т.

В таблице 1 перечислено оборудование и рассчитана нагрузка СН 0,4 кВ

Таблица 1- Расчет нагрузки СН 0,4 кВ

Наименование оборудования	Руст, кВт	Ст, кВА	Питание с секции 10 кВ
<u>Секция 1Н</u>			
Полусекция 1НА			
Насос маслоохлаждения НМО-1А	40	$S_T=0,75 \times 255 + 0,35 \times 102 + 0,9 \cdot 100 + 0,2 \times 640 = 191,25 + 35,7 + 128 + 90 = 861,95$	1РБ
Пеносмесительная станция ПСС-1	125		
Насос газоохлаждения НГО-1А	40		
Сливной подогревателей низкого давления Сл ПНД-1А	40		
Сборка освещения ТГ-1	100		
Сборка вентиляторов приточного воздуха	40		
Аварийный маслонасос АМН-1	100		
Сборка задвижек ТГ-1	250		
Вентилятор горячего дутья ВГД-1	160		
<u>Полусекция 1НБ</u>			
Насос газоохлаждения НГО-1Б	40		
Пусковой маслонасос ПМ-1	155		
Насос маслоохлаждения НМО-1Б	40		
Валоповоротное устройство ВПУ-1	75		
Сливной подогревателей низкого давления Сл ПНД-1Б	40		
Освещение блока №1	35		
Сборка аккумуляторных батарей	70		
Сборка сварки ТГ-1	50		
Сборка охлаждения шкафов АГП ТГ-1	35		
Сборка задвижек КО-1	275		
<u>Секция 2Н</u>			
Полусекция 2НА			
Насос баков низких точек НБТН-1	40	$S_T=0,75 \cdot 605 + 0,35 \cdot 147 + 0,9 \cdot 200 + 0,2 \cdot 1265 = 918,2$	2РБ
Насос газоохлаждения НГО-2А	40		
Сливной подогревателей низкого давления Сл ПНД-2А	40		
Насос перекачки гидрозина НПП	22		
Сборка задвижек ТГ-2	250		
Освещение Ко-2	100		
Насос перекачки воды НПВ-1	100		
Сварка КО-2	50		

Продолжение таблицы 1

Наименование оборудования	Руст, кВт	St, кВА	Питание с секции 10 кВ
Полусекция 2НБ Насос газоохлаждения НГО-2Б Сливной подогревателей низкого давления СлПНД-2Б ВПУ-2 Сборка задвижек КО-2 Освещение Тг-2 АМН-2 Сварка ТГ-2 ВГД-2	40 40 100 275 100 100 50 160		
3 Секция Полусекция 3НА Валоповоротное устройство ВПУ-3 Освещение КО-3 Сборка задвижек ТГ-3 Насос сырой воды НСВ- 1 Насос газоохлаждения НГО-3А Компрессор Сборка мастерских турбинного цеха СлПНД-3А Сварка ТГ-3	100 100 250 100 40 55 50 40 50	$S_T=0,75 \cdot 460 +$ $0,35 \cdot 242 + 0,9 \cdot 200 +$ $0,2 \cdot 1265 = 862,7$	3РБ
Полусекция 3НБ Насос газоохлаждения НГО-3Б Сливной подогревателей низкого давления СлПНД-3Б АМН-3 Вентилятор горячего дутья ВГД-3 Сборка задвижек КО-3 Освещение Тг-3 Насос баков низких точек НБНТ-2 Сварка Ко-3	40 40 100 275 100 40 50		
4Секция Полусекция 4НА Насос газоохлаждения НГО-4А Сливной подогревателей низкого давления СлПНД-4А Конденсатный насос подогревателей хим.обессоленной воды КНПХОВ-1 Насос чистого масла НЧМ-1 Грязевой насос ГН-1 Освещение КО-4 АМН-4	40 40 100 275 100 100 100 50	$S_T=0,75 \cdot 380 + 0,35 \cdot$ $282 + 0,9 \cdot 200 + 0,2 \cdot$ $1265 = 896,7$	4РБ

Продолжение таблицы 1

Наименование оборудования	Руст, кВт	Ст, кВА	Питание с секции 10 кВ
Полусекция 4НБ Насос газоохлаждения НГО-4Б Насос перекачки нейтрализующих вод НПНВ-1 ВПУ-4 Освещение КО-4 Сборка задвижек ТГ-4 Сварка ТГ-4 ВГД-4 СлПНД-4Б Сварка ТГ-3	40 55 100 100 250 50 160 40 50		
5 Секция Полусекция 5НА Насос газоохлаждения НГО-5А Насос баков низких точек НБНТ-2 Валоповоротное устройство ВПУ-5 ВГД-5 Сливной подогревателей низкого давления СПНД-5А Насос баков низких точек НБНТ-3 Освещение КО-5 Сборка задвижек ТГ-5 Сварка ТГ-3 АМН-5	40 40 100 160 40 40 100 250 50 100	$St=0,75 \cdot 495 + 0,35 \cdot 269 + 0,9 \cdot 200 + 0,2 \cdot 1265 = 898,4$	5РБ
Полусекция 5НБ Сливной подогревателей низкого давления СлПНД-5Б Грязевой насос ГН-2 Насос газоохлаждения НГО-5Б Насос чистого масла НЧМ-2 Валоповоротное устройство ВПУ-5 Вентилятор горячего дутья ВГД-5 Насос подпитки сетевой воды НПСВ-1 Сборка задвижек КО-5 Освещение ТГ-5	40 100 40 55 100 160 50 275 100		5РБ

### 3.2 Расчет основной нагрузки 10,5 кВ

«Для обеспечения надежности работы электростанции, шины РУСН 10,5 кВ секционируются, причем электроснабжение каждой секции

осуществляется не менее чем от двух питающих элементов. Ответственные механизмы (механизмы, прекращение работы которых вызывает останов котлов и турбин) выполняются парными: один находится в работе, другой в автоматическом резерве, то есть может быть включен в работу автоматически в случае отказа первого. Питание механизмов осуществляется от разных секций.

На электростанциях блочного типа на каждом блоке выполняются две секции РУСН 10,5 кВ, что позволяет при соответствующем распределении нагрузок между ними сохранить блок в работе при повреждении одной секции.

Распределение нагрузки собственных нужд 10,5 кВ представлены в таблице 7» [14].

«В качестве рабочих питающих элементов сети собственных нужд 10,5 кВ применяются специальные трансформаторы собственных нужд. Рабочие ТСН присоединяются ответвлением через выключатель к блоку между блочным повышающим трансформатором и генераторным выключателем. Для повышения надежности все рабочие ТСН присоединяются к блоку с помощью закрытых комплектных пофазных токопроводов, что значительно снижает вероятность возникновения многофазных КЗ. Каждый рабочий ТСН питает 2 секции РУСН 10,5 кВ через отдельные выключатели называемые выключателями рабочего ввода питания.

В отличие от рабочих трансформаторов ТСН, резервный трансформатор РТСН всегда устанавливается с расщепленной обмоткой НН. Исходя из этого режима мощность РТСН выбирается в 1,5 раза больше рабочих трансформаторов.

На ТЭЦ с блочными агрегатами при наличии 3 и более блоков устанавливаются 2 РТСН, присоединенных к разным источникам питания, мощность ТРДН – 25000/110/10.

Секции РУСН 10,5 кВ блочных ТЭЦ монтируются из серийно выпускаемых ячеек (шкафов) комплектных распределительных устройств (КРУ) 10,5 кВ. Каждая ячейка состоит из "высоковольтного" выключателя

(отсека с оборудованием ВН) в который выключатель, разъединитель, кабель, шины, ТН и др., и "релейного" отсека с оборудованием вторичных цепей (реле, переключатели, шинки управления и сигнализации)» [8].

Таблица 2- Расчет нагрузки СН 10,5 кВ

Наименование оборудования	Обозначение	Рдт, кВт; Стн, кВА.	StI, кВА
1 Секция 1РА Трансформатор ТСЗ-630/10 Трансформатор ТСЗ-1000/10 Пусковой маслонасос Сетевой насос Перекачивающий насос Конденсатный насос Конденсатный насос бойлерный Дымосос Дутьевой вентилятор Насос питьевой воды Насос подпитки теплосети Горводонасос	Т-2ОМХ Т-1НГВ ПМН-1 СН-1 ПКН-1 КН-1А КНБ-1А Д-1А ДВ-1А НПВ-1 НПТС-1 ГВН-1	630 1000 320 630 200 250 250 600 400 400 1000 250	StI = 0,9x(11870+ 3890)=15684
1РБ Циркуляционный насос Сетевой подогревающий насос Трансформатор ТСЗ-1000/10 Трансформатор ТСЗ-1000/10 Питательный эл. насос Перекачивающий зимний насос Насос частично обессоленной воды Конденсатный насос Конденсатный насос бойлеров Дымосос Дутьевой вентилятор Регенерационный насос Насос сырой воды	ЦН-1 СПН-1 Т-1Н Т-3ПК ПЭН-1 ПЗН-1 НЧОВ-1 КН-1Б КНБ-1Б Д-1Б ДВ-1Б РН-1 НСВ-1	400 200 1000 200 4000 250 200 250 250 600 400 320 630	
2 Секция 2РА Трансформатор ТСЗ-630/10 Трансформатор ТСЗ-1000/10 Подпиточный сетевой насос Насос кислотной промывки Насос технологической воды Пусковой маслонасос Конденсатный насос Конденсатный насос бойлеров Дымосос Дутьевой вентилятор	Т-Р-ОРУ Т-1ОВК СПН-2 НКП-1 НТХВ-2 ПМН-2 КН-2А КНБ-2А Д-2А ДВ-2А	630 1000 200 630 630 320 250 250 600 400	StI= 0,9x(10830+ 3260)=14181



Пролонжение таблицы 2

Наименование оборудования	Обозначение	Рдт, кВт; Стн, кВА.	StI, кВА
2РБ Трансформатор ТС3-1000/10 Трансформатор ТС3-1000/10 Перекачивающий насос Циркуляционный насос Насос частично обессоленной воды Питательный эл. насос Конденсатный насос Конденсатный насос бойлеров Дымосос Дутьевой вентилятор	Т-2Н Т-1ПК ПКН-2 ЦН-2 НЧОВ-2 ПЭН-2 КН-2Б КНБ-2Б Д-2Б ДВ-2Б	1000 1000 200 400 200 4000 250 250 600 400	StI= 0,9x(10830+ 3260)=14181
3 Секция 3РА Трансформатор ТС3-630/10 Трансформатор ТС3-1000/10 Трансформатор ТС3-1000/10 Сетевой насос Циркуляционный насос Питательный эл. насос Конденсатный насос Конденсатный насос бойлеров Дымосос Дутьевой вентилятор	Т-2ОРУ Т-Р-ОВК Т-20Т СН-2 ЦН-3 ПЭН-3 КН-3А КНБ-3А Д-3А ДВ-3А	630 1000 1000 630 400 4000 250 250 600 400	StI= 0,9x(13170+ 3630)=15120
3РБ Трансформатор ТС3-1000/10 Трансформатор ТС3-1000/10 Перекачивающий зимний насос Пусковой маслонасос Насос подпитки теплосети Перекачивающий насос Конденсатный насос Конденсатный насос бойлеров Дымосос Дутьевой вентилятор	Т-3Н Т-2НГВ ПЗН-2 ПМН-3 НПТС-2 ПН-3 КН-3Б КНБ-3Б Д-3Б ДВ-3Б	1000 1000 250 320 1000 200 250 250 600 400	
4 Секция 4РА Трансформатор ТСЗС-1000/10 Трансформатор ТСЗС-1000/10 Перекачивающий насос Насос питьевой воды Пусковой маслонасос Конденсатный насос Конденсатный насос бойлеров Дымосос Дутьевой вентилятор Сетевой насос	Т-2ОВК Т-2ПК ПКН-4 НПВ-2 ПМН-4 КН-4А КНБ-4А Д-4А ДВ-4А СН-4	1000 1000 200 400 320 250 250 800 500 630	StI= 0,9x(12460+ 2630)=14581

Продолжение таблицы 2

Наименование оборудования	Обозначение	Рдт, кВт; Стн, кВА.	Ст, кВА
4РБ			
Трансформатор ТСЗС-1000/10	Т-4Н	1000	
Трансформатор ТСЗС-1000/10	Т-1ОРУ	1000	
Циркуляционный насос	ЦН-3	400	
Подпиточный сетевой насос	СПН-3	200	
Конденсатный насос	КН-4Б	250	
Конденсатный насос бойлеров	КНБ-4Б	250	
Дымосос	Д-4Б	600	
Дутьевой вентилятор	ДВ-4Б	400	
Питательный эл. Насос	ПЭН-4	4000	
Насос пожарной воды	НПЖ-1	630	
5 Секция 5РА			
Трансформатор ТСЗС-1000/10	Т-Р-ПК	1000	
Трансформатор ТСЗС-1000/10	Т-3ОВК	1000	
Трансформатор ТСЗС-1000/10	ПЭН-5	4000	
Питательный эл. насос	КН-5А	250	
Конденсатный насос	КНБ-5А	250	
Конденсатный насос бойлеров	Д-5А	600	
Дымосос	ДВ-5А	400	
Дутьевой вентилятор	РН-2	320	
Регенерационный насос	СПН-4	200	
Подпиточный сетевой насос			
5РБ			
Трансформатор ТСЗС-1000/10	Т-5Н	1000	$StI=$ $0,9 \times (11670 + 3000) = 15203$
Трансформатор ТСЗС-1000/10	Т-40Т	1000	
Трансформатор ТСЗС-630/10	Т-1ОМХ	1000	
Перекачивающий насос	ПКН-5	200	
Сетевой насос	СН-3	630	
Насос питьевой воды	НПВ-3	500	
Пусковой маслонасос	ПМН-5	320	
Конденсатный насос	КН-5Б	250	
Конденсатный насос бойлеров	КНБ-5Б	250	
Дымосос	Д-5Б	600	
Дутьевой вентилятор	ДВ-5Б	400	

Выводы по разделу 3.

Выполнен расчет общестанционной и основной нагрузки 0,4 кВ.

Выполнен расчет основной нагрузки 10, кВ ТЭЦ.

#### 4 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ

«По расчетным мощностям из таблицампроизводим выбор трансформатора собственных нужд по технико экономическим показателям. Время использования максимума нагрузки для собственных нужд составляет  $T_M = 5500$  ч» [14].

«Годовой фонд рабочего времени  $T_T = 8760$  ч.

Время максимальных потерь  $\tau$  находится по формуле:

$$\begin{aligned}\tau &= \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right) \cdot T_T, \text{ ч} \\ \tau &= \left( 0,124 + \frac{5500}{10^4} \right) \cdot 8760 = 5904,24 \text{ ч}\end{aligned}\quad (1)$$

Удельные стоимости потерь в трансформаторе взятые на предприятии:

$C_0 = 88,601$  руб./кВт·ч год,

$C = 59,717$  руб./кВт·ч год.

Затраты на установку трансформатора:

$$Z = E \cdot K_T + c \cdot \Delta P_T, \text{ руб.} \quad (2)$$

где  $E = 0,223$  – амортизационные отчисления,

$K_T$  – стоимость трансформатора,» [3].

$c \cdot \Delta P_T$  – стоимость потерь мощности трансформатора:

$$c \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_X + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}, \text{ руб.} \quad (3)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки, определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном.т}} \quad (4)$$

где  $\Delta P_X, \Delta P_{K3}$  – потери х.х. и к.з. приведенные в таблице 3.

Таблица 3- Техничко-экономические показатели трансформаторов

Тип трансформатора	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , КВ	ΔP <sub>ХХ</sub> кВт	ΔP <sub>КЗ</sub> кВт	I <sub>х</sub> , %	U <sub>к</sub> , %	Цена К <sub>т</sub> , т. руб.
ТСЗ – 400/10	10	0,4	1,3	5,4	3	5,5	918
ТСЗ – 630/10	10	0,4	2	8,5	2	8	936
ТСЗ– 1000/10	10	0,4	3	12	2	8	1080

Таблица 4- Выбор ТСН с 10/0,4 кВ по технико-экономическим показателям

Секция 0,4 кВ	Расчетная мощность S <sub>Н.Т.</sub> , кВА	Количество и тип трансформаторов	Кэф-фициент загрузки К <sub>з</sub>	Стоимость потерь мощности в трансформаторе с-ΔP <sub>т</sub> , т. руб.	Затраты на установку трансформатора З, т. руб.	Трансформатор
1 ОРУ	491	ТСЗ – 630/10 2хТСЗ-400/10	0,78	486,03	694,7	ТСЗ – 630/10
			0,615	273,15	955,7	
2 ОРУ	407	ТСЗ – 630/10 2хТСЗ-400/10	0,64	385,1	593,8	ТСЗ– 630/10
			0,5	198,65	806,7	
1 ОМХ	591,75	ТСЗ – 630/10 2хТСЗ-400/10	0,94	625,73	834,4	ТСЗ – 630/10
			0,73	291,6	992,6	
2 ОМХ	535,75	ТСЗ – 630/10 2хТСЗ-400/10	0,85 0,66	544,56 259,8	753,2 929	ТСЗ – 630/10

Продолжение таблицы 4

Секция 0,4 кВ	Расчетная мощность $S_{н.т.}$ , кВА	Количество и тип трансформа- торов	Коэф- фициент загрузки $K_3$	Стоимость потерь мощности в трансформа- торе с- $\Delta P_T$ , т. руб.	Затраты на установку трансформато- ра З, т. руб.	Трансформатор
1 ОВК	890,2	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,89 0,7	833,3 430,5	1074 1278,4	ТСЗ – 1000/10
2 ОВК	917,25	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,91 0,7	868,8 446,2	1109,4 1309,8	ТСЗ – 1000/10
3 ОВК	930,95	ТСЗС – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,93 0,74	885,5 455,7	953,7 1327,8	ТСЗ – 1000/10
1 ПК	790	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,79 0,62	712,9 376,7	953,7 1170,8	ТСЗ – 1000/10
2 ПК	810	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,81 0,64	735,8 386,9	976,6 1191,2	ТСЗ – 1000/10
3 ПК	871	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,87 0,69	809,3 419,7	1050,1 1256,8	ТСЗ – 1000/10
1 Н	907,6	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,91 0,72	859,25 440,35	1106,57 1309,39	ТСЗ – 1000/10
2 Н	914,15	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,91 0,73	859,25 447,71	1106,57 1324,11	ТСЗ – 1000/10
3 Н	876,05	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,88 0,7	820,77 425,9	1068,09 1280,56	ТСЗ – 1000/10
4 Н	914,7	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,91 0,73	859,25 447,71	1106,57 1324,11	ТСЗ – 1000/10
5 Н	838,8	ТСЗ – 1000/10 2хТСЗ-630/10	0,84 0,67	770,74 403,6	1018,06 1235,92	ТСЗ – 1000/10

Вывод по разделу 4.

Выбираем трансформаторов 10/0,4 кВ по технико-экономическим показателям.

## 5 Расчет токов короткого замыкания

В электрических установках возникают различные виды коротких замыканий, в связи с чем резко возрастает ток. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системе СН, должно быть устойчивым к токам короткого замыкания и выбираться с учетом величин этих токов. Для этого произведем расчет токов к.з. в системе СН ТЭЦ.

### 5.1 Схема замещения и ее параметры

Для расчета к.з. составляем расчетную схему и схему замещения.

Исходные данные для расчета:

- турбогенератор Г:

$$P = 110 \text{ МВт}$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ}$$

$$X''_d = 0,19$$

$$\cos \varphi = 0,8$$

- система С:

$$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$l_c = 30 \text{ км}$$

$$U_c = 115 \text{ кВ}$$

- трансформатор ТР:

$$S_H = 25 \text{ МВА}$$

$$U_{к\%} = 10,5$$

- тр-р Т:

$$S_H = 125 \text{ МВА}$$

$$U_{к\%} = 10,5$$

- реактор Р:

$$X_p = 0,56$$

$$U_H = 10 \text{ кВ}$$

## 5.2 Расчет тока трехфазного к.з. на ступени 110 кВ (К1)

На рисунке 1 изображена точка к.з. на ступени 110кВ.

$$E_1 = E_C = 1$$

$$x_1 = x_C = 0,0907$$

$$E_2 = E_G'' = 1$$

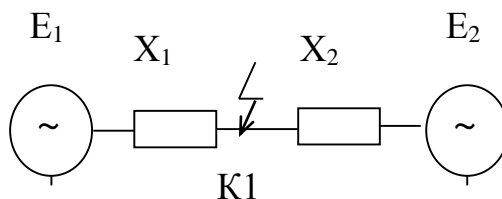


Рисунок 1- Точка К1

$$x_2 = \frac{(x_T + x_G'')}{5} = \frac{(0,096 + 0,1416)}{5} = 0,0475 \text{ о.е.} \quad (5)$$

«Подпитка к.з. от асинхронных двигателей 10 кВ не учитывается в виду ее незначительности.

$$I_C'' = \frac{E_1}{x_1} = \frac{1}{0,0907} = 11,0208 \text{ о.е.} \quad (6)$$

$$I_G'' = \frac{E_2}{x_2} = \frac{1}{0,0475} = 21,0526 \text{ о.е.} \quad (7)$$

В именованных единицах:

$$I_C'' = I_C'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 11,0208 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,5329 \text{ кА.} \quad (8)$$

$$I_G'' = I_G'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 21,0526 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,5693 \text{ кА.} \quad (9)$$

Произведем расчет изменения периодической слагающей к.з. во времени.

Ток от системы не затухает во времени и имеет постоянное значение  $I_C = 5,5329 \text{ кА}$ .

Ток от генераторов станции» [6].

$$x_{расч.Г}'' = x_2'' \cdot \frac{S_{n\Sigma}}{S_{\sigma}} = 0,0475 \cdot \frac{5 \cdot 137}{100} = 0,3254 \text{ о.е.} \quad (10)$$

«По расчетным кривым для турбогенератора с АРВ с одновременным пересчетом на старый базис.

$$\begin{aligned} I_K'' &= 3,35 \cdot \frac{5 \cdot 137}{100} = 22,948 \text{ о.е.} \\ I_{0,2}'' &= 2,55 \cdot \frac{5 \cdot 137}{100} = 17,4675 \text{ о.е.} \\ I_{\infty}'' &= 2,25 \cdot \frac{5 \cdot 137}{100} = 15,413 \text{ о.е.} \end{aligned} \quad (11)$$

«В именованных единицах ( $I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5020 \text{ кА}$ )

$$\begin{aligned} I_K'' &= I'' \cdot I_{\sigma} = 22,948 \cdot 0,5020 = 11,52 \text{ кА} \\ I_{0,2}'' &= 17,468 \cdot 0,5020 = 8,769 \text{ кА} \\ I_{\infty}'' &= 15,413 \cdot 0,5020 = 7,737 \text{ кА} \end{aligned} \quad (12)$$

Полный ток в точке к.з. (точка К1)



$$\begin{aligned}
I_K'' &= I'' + I_C = 11,52 + 5,5329 = 17,053 \text{ кА} \\
I_{0,2}'' &= I_{0,2}'' + I_C = 8,769 + 5,5329 = 14,302 \text{ кА} \\
I_\infty'' &= I_\infty'' + I_C = 7,737 + 5,5329 = 13,2699 \text{ кА}
\end{aligned}
\tag{13}$$

Ударный ток в точке к.з.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yC} \cdot I_C'' = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 5,5329 = 13,4585 \text{ кА} \tag{14}$$

где  $\kappa_y$  – ударный коэффициент.

$$i_{yT} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yT} \cdot I_K'' = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 11,52 = 31,606 \text{ кА} \tag{15}$$

Суммарный ударный ток трехфазного к.з.

$$i_{yK} = i_{yC} + i_{yT} = 13,4585 + 31,606 = 45,065 \text{ кА} \tag{16}$$

Апериодическая слагающая тока к.з.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_C \cdot e^{-0,07/0,03} = \sqrt{2} \cdot 5,5329 \cdot e^{-0,07/0,03} = 0,7587 \text{ кА} \tag{17}$$

где  $\tau = t_{c.в.} + 0,01$  – расчетное время

$t_{c.в.} = 0,06 \text{ с}$  – время отключения выключателя

$T_a = 0,03 \text{ с}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.» [6].

$$\begin{aligned}
i_{a,\tau T} &= \sqrt{2} \cdot I_C \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 11,52 \cdot e^{-0,07/0,16} = 10,519 \text{ кА} \\
i_{a,\kappa} &= i_{a,\tau T} + i_{a,\tau C} = 0,7587 + 10,519 = 11,277 \text{ кА}
\end{aligned}
\tag{18}$$

### 5.3 Расчет тока трехфазного к.з. на стороне 10 кВ (точка К2)

На рисунку 2 изображена точка к.з. на стороне 10 кВ.

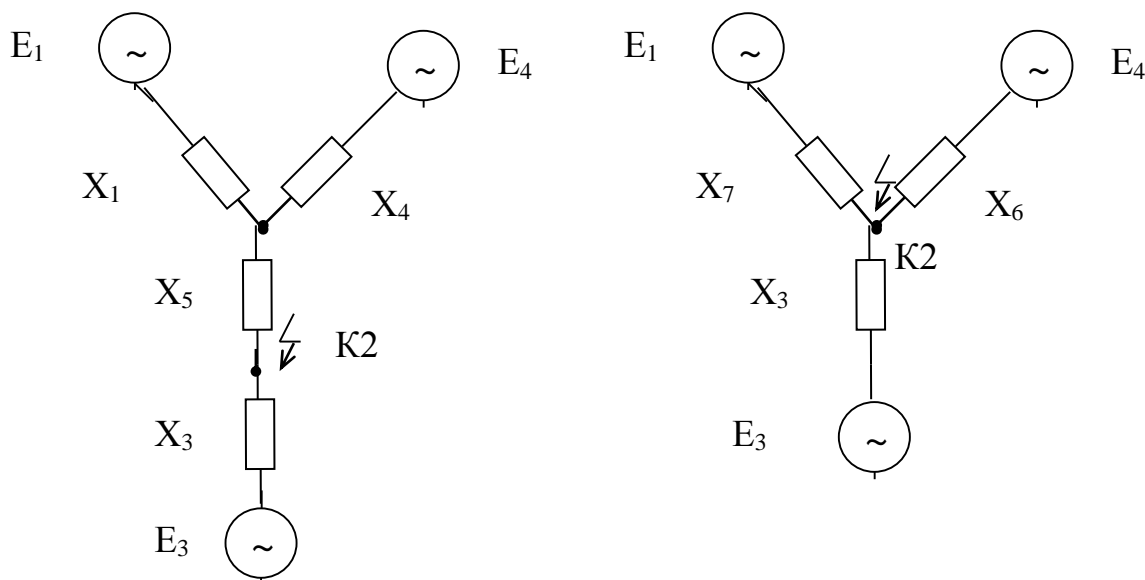


Рисунок 2- Точка 2

$$E_1 = 1$$

$$x_1 = x_c = 0,0907$$

$$E_3 = 1$$

$$x_3 = x_{r1} = 0,1416$$

$$E_4 = 1$$

$$x_4 = \frac{(x_T + x_r)}{4} = \frac{(0,096 + 0,1416)}{4} = 0,0594 \text{ о. е.} \quad (19)$$

$$x_5 = x_T = 0,096 \quad (20)$$

$$x_6 = x_5 + x_4 + \frac{x_5 \cdot x_4}{x_1} = 0,096 + 0,0594 + \frac{0,096 \cdot 0,0594}{0,0907} = 0,2183 \text{ о. е.} \quad (21)$$

$$x_7 = x_1 + x_5 + \frac{x_1 \cdot x_5}{x_4} = 0,0907 + 0,096 + \frac{0,096 \cdot 0,0907}{0,0594} = 0,3329 \text{ о. е.}$$

Сверхпереходные токи:

$$I_G'' = \frac{E_3}{x_3} = \frac{1}{0,1416} = 7,062 \text{ о. е.} \quad (22)$$

$$I_C'' = \frac{E_1}{x_7} = \frac{1}{0,3329} = 3,004 \text{ о. е.} \quad (23)$$

$$I_{\Sigma G}'' = \frac{E_4}{x_6} = \frac{1}{0,2183} = 4,5809 \text{ о. е.} \quad (24)$$

В именованных единицах:

$$I_C'' = I_C'' \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 3,004 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 16,519 \text{ кА.} \quad (25)$$

$$I_G'' = I_G'' \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 7,062 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,831 \text{ кА.} \quad (26)$$

$$I_{\Sigma G}'' = I_{\Sigma G}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 4,5809 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 25,1904 \text{ кА.} \quad (27)$$

«Рассчитаем изменение периодической составляющей тока к.з. во времени.

Ток от системы не затухает во времени и имеет постоянное значение  $I_C = I_C'' = 16,519 \text{ кА}$ .

Ток от генератора станции при:

$$x_{G.расч} = x_3 \cdot \frac{S_{II}}{S_{\delta}} = 0,1416 \cdot \frac{137}{100} = 0,194 \quad (28)$$

По расчетным кривым для турбогенератора с АРВ (с одновременным пересчетом на старый базис)

$$\begin{aligned}
I_K'' &= 5,05 \cdot \frac{137}{100} = 6,9185 \text{ o.e.} \\
I_{0,2}'' &= 3,6 \cdot \frac{137}{100} = 4,932 \text{ o.e.} \\
I_\infty'' &= 2,55 \cdot \frac{137}{100} = 3,4935 \text{ o.e.}
\end{aligned}
\tag{29}$$

В именованных единицах ( $I_\sigma = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,4985 \text{ кА}$ ).

$$\begin{aligned}
I_K'' &= 6,9185 \cdot 5,4985 = 38,0414 \text{ кА} \\
I_{0,2}'' &= 3,4935 \cdot 5,4985 = 19,2090 \text{ кА} \\
I_\infty'' &= 4,932 \cdot 5,4985 = 27,1186 \text{ кА}
\end{aligned}
\tag{30}$$

Полный ток от генераторов станции при:

$$x_{\Sigma \Gamma, \text{расч}} = x_\sigma \cdot \frac{S_{\Sigma \Pi}}{S_\sigma} = 0,2183 \cdot \frac{137 \cdot 4}{100} = 1,1963
\tag{31}$$

Находится по расчетным кривым для турбогенераторов с АРВ (с одновременным пересчетом на старый базис.» [9].

$$\begin{aligned}
I_{\Sigma \Gamma}'' &= 1,03 \cdot \frac{137 \cdot 4}{100} = 5,644 \text{ o.e.} \\
I_{\Sigma 0,2}'' &= 0,9 \cdot \frac{137 \cdot 4}{100} = 4,932 \text{ o.e.} \\
I_{\Sigma \Gamma \infty}'' &= 1,17 \cdot \frac{137 \cdot 4}{100} = 6,4116 \text{ o.e.}
\end{aligned}
\tag{32}$$

«В именованных единицах:

$$\begin{aligned}
I_{\Sigma \Gamma}'' &= 5,644 \cdot 5,4985 = 31,0335 \text{ кА} \\
I_{\Sigma \Gamma 0,2}'' &= 4,932 \cdot 5,4985 = 27,1186 \text{ кА} \\
I_{\Sigma \Gamma \infty}'' &= 6,4116 \cdot 5,4985 = 35,2542 \text{ кА}
\end{aligned}
\tag{33}$$

Полный ток внешней сети в точке К2:

$$\begin{aligned}
 I_K'' &= I_G^! + I_{\Sigma G}'' + I_C = 38,0414 + 31,0335 + 16,519 = 85,5939 \text{ кА} \\
 I_{K0,2}'' &= I_{G0,2}^! + I_{\Sigma G0,2}'' + I_C = 27,1186 + 27,1186 + 16,519 = 70,7562 \text{ кА} \\
 I_{K\infty}'' &= I_{G\infty}^! + I_{\Sigma G\infty}'' + I_C = 19,2090 + 35,2549 + 16,519 = 70,9829 \text{ кА}
 \end{aligned}
 \tag{34}$$

Ударный ток в точке к. з.:

$$i_{VC} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{VC} \cdot I_C'' = \sqrt{2} \cdot 1,91 \cdot 16,519 = 44,6203 \text{ кА} \tag{35}$$

где  $\kappa_y$  – ударный коэффициент.

$$i_{VG} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{VG} \cdot I_K'' = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 38,0414 = 104,1004 \text{ кА} \tag{36}$$

$$i_{V\Sigma G} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{VG} \cdot I_{\Sigma G}'' = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 31,0335 = 84,9233 \text{ кА} \tag{37}$$

Суммарный ударный ток трехфазного к. з.:

$$i_{VBC} = i_{VC} + i_{VG} + i_{V\Sigma G} = 44,6203 + 104,1004 + 84,9233 = 233,644 \text{ кА} \tag{38}$$

Апериодическая слагающая тока к. з. от внешней сети» [8, 9].

$$\begin{aligned}
 i_{a,\tau G} &= \sqrt{2} \cdot I_G'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 38,0414 \cdot e^{-0,16/0,1} = 10,8618 \text{ кА} \\
 i_{a,\tau\Sigma G} &= \sqrt{2} \cdot I_{\Sigma G}'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 31,0335 \cdot e^{-0,16/0,08} = 5,94 \text{ кА} \\
 i_{a,\tau C} &= \sqrt{2} \cdot I_C'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 16,519 \cdot e^{-0,16/0,3} = 0,1128 \text{ кА} \\
 i_{a,\tau BC} &= i_{a,\tau G} + i_{a,\tau C} + i_{a,\tau\Sigma G} = 0,1128 + 10,8618 + 5,94 = 16,9142 \text{ кА}
 \end{aligned}
 \tag{39}$$

#### 5.4 Расчет тока к. з. на шинах 10 кВ (точка К3)

На рисунке 3 изображена точка к.з. на шинах 10 кА.

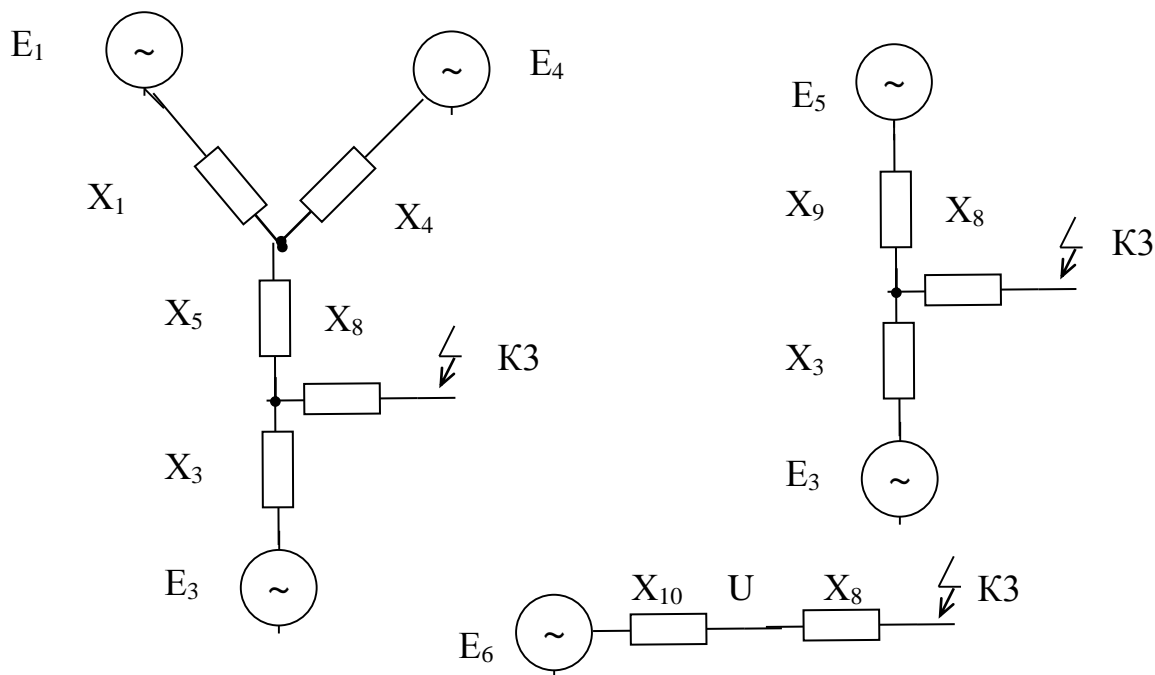


Рисунок 3- Точка К3

$$x_8 = x_p = 0,5079$$

$$x_3 = 0,1416$$

$$x_4 = 0,0594$$

$$x_5 = 0,096$$

$$E_4 = 1$$

$$x_9 = x_5 + \frac{x_1 \cdot x_4}{x_1 + x_4} = 0,096 + \frac{0,0907 \cdot 0,0594}{0,0907 + 0,0594} = 0,1319 \text{ o.e.} \quad (40)$$

$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot x_3}{x_9 + x_3} = \frac{0,1319 \cdot 0,1416}{0,1319 + 0,1416} = 0,0683 \text{ o.e.}$$

$$E_5 = 1 \text{ o.e.}; E_6 = 1 \text{ o.e.} \quad (41)$$

Сверхпереходный ток в точке К3:

$$I_K'' = \frac{E_5}{x_{10} + x_8} = \frac{1}{0,0683 + 0,5079} = 1,7355 \text{ o. e.} \quad (42)$$

В именованных единицах:

$$I_{KBC}'' = 1,7355 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,5428 \text{ кА.} \quad (43)$$

Развертывание схемы к исходному виду:

$$U = I_K'' \cdot x_8 = 1,7355 \cdot 0,5079 = 0,8815 \text{ о.е.} \quad (44)$$

$$I_\Gamma'' = \frac{E_3 - U}{x_3} = \frac{1 - 0,8815}{0,1416} = 0,8369 \text{ о.е.} \quad (45)$$

$$I_D'' = \frac{E_5 - U}{x_9} = \frac{1 - 0,8815}{0,1319} = 0,8984 \text{ о.е.} \quad (46)$$

$$I_C'' = \frac{x_1}{x_1 + x_4} \cdot I_D'' = \frac{0,0907}{0,0907 + 0,0594} \cdot 0,8984 = 0,5429 \text{ о.е.} \quad (47)$$

$$I_{\Sigma\Gamma}'' = \frac{x_4}{x_1 + x_4} \cdot I_D'' = \frac{0,0594}{0,0907 + 0,0594} \cdot 0,8984 = 0,3412 \text{ о.е.} \quad (48)$$

«Произведем расчет изменения периодической слагающей тока внешней сети.

Ток от системы не затухает во времени и имеет постоянное значение  $I_C = I_C'' = 0,5429$  о.е.

Ток от генераторов станции при» [4].

$$x_{\Gamma, \text{расч}} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{E_{\Sigma\Gamma}''} \cdot \frac{S_{n\Sigma}}{S_{\bar{6}}} = \frac{1}{0,3412} \cdot \frac{4 \cdot 137}{100} = 16,06 > 3 \quad (49)$$

Будет также неизменен  $I_{\Sigma\Gamma} = I_{\Sigma\Gamma}'' = 0,3412$ .

Ток от генератора станции при

$$x_{\text{расч}} = \frac{E_3}{I_\Gamma''} \cdot \frac{S_n}{S_{\bar{6}}} = \frac{1}{0,6083} \cdot \frac{137}{100} = 2,2522 \text{ о.е.} \quad (50)$$

«По расчетным кривым для турбогенератора с АРВ (с одновременным пересчетом на старый базис).

$$\begin{aligned}
 I_G'' &= 0,46 \cdot \frac{137}{100} = 0,6302 \text{ o.e.} \\
 I_{G0,2}'' &= 0,47 \cdot \frac{137}{100} = 0,6439 \text{ o.e.} \\
 I_{G\infty}'' &= 0,52 \cdot \frac{137}{100} = 0,7124 \text{ o.e.}
 \end{aligned}
 \tag{51}$$

В именованных единицах ( $I_\delta = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,4985 \text{ кА}$ ).

$$\begin{aligned}
 I_G &= 0,6302 \cdot 5,4985 = 3,4652 \text{ кА} \\
 I_{G0,2} &= 0,6439 \cdot 5,4985 = 3,5405 \text{ кА} \\
 I_{G\infty} &= 0,7124 \cdot 5,4985 = 3,9171 \text{ кА}
 \end{aligned}
 \tag{52}$$

Полный ток внешней сети в именованных единицах

$$I_{КВВ}'' = (I_G + I_{\Sigma G} + I_C) \cdot \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_H} = (0,6302 + 0,5429 + 0,3412) \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,3265 \text{ кА}$$

Ток подпитки к.з. от группы асинхронных двигателей рассмотрим на примере наиболее загруженной секции методика расчета из» [10].

$$I_{кз} = I_{пуск} \cdot \frac{\sum P_{ном}}{\eta_D \cdot \cos \varphi_D \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 4 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{U_{ном}}
 \tag{53}$$

«где  $\sum P_{ном}$  – суммарная номинальная мощность всех двигателей СН, электрически связанных с местом к.з.» [4].

Начальное значение периодической составляющей суммарного тока к.з.

$$I_{n,0} = I_{КВС}'' + 5,5 \cdot \sum I_{над} = 8,3265 + 5,5 \cdot 1,1082 = 14,4216 \text{ кА}
 \tag{54}$$



Апериодическая слагающая тока к.з. к моменту  $\tau = 0,035\text{с}$

$$\begin{aligned}i_{a,\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{KBC}'' \cdot e^{-\tau/T_a} + \sqrt{2} \cdot I_{KD}'' \cdot e^{-\tau/0,04} \\i_{a,\tau} &= \sqrt{2} \cdot 8,3265 \cdot e^{-0,035/0,06} + \sqrt{2} \cdot 6,0951 \cdot e^{-0,035/0,04} = 10,1644\text{кА}\end{aligned}\quad (55)$$

Периодическая составляющая тока к.з. к моменту  $\tau = 0,035\text{с}$

$$I_{n,\tau} = I_{KBC}'' + I_{KD}'' \cdot e^{-\tau/0,07} = 8,3265 + 6,0951 \cdot e^{-0,035/0,07} = 12,0234\text{кА}\quad (56)$$

Ударный ток к.з. в точке К3

$$i_{yK3} = i_{yBC} + i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{KBC}'' \cdot K_{yC} + \sqrt{2} \cdot I_{KD}'' \cdot K_{yD}\quad (57)$$

где  $K_{yC} = 1,86$ ;  $K_{yD} = 1,65$  [5].

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot 8,3265 \cdot 1,86 + \sqrt{2} \cdot 6,0951 \cdot 1,64 = 36,0388\text{кА}\quad (58)$$

Произведен расчет токов к.з. в точке К3.

## 5.5 Расчет тока трехфазного к.з. на ступени 10 кВ (точка К4)

На рисунке 4 изображена точка к.з. на ступени 10 кВ.

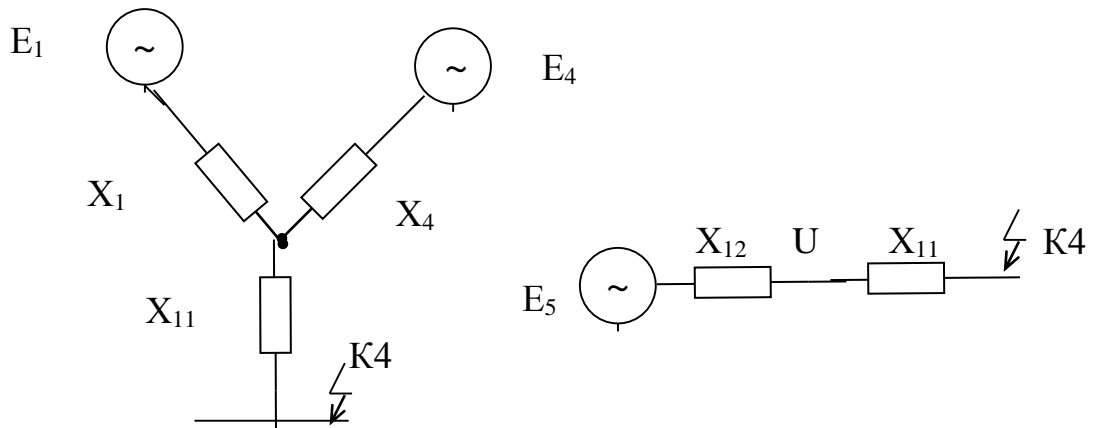


Рисунок 4- Точка К4

$$x_{11} = x_{TP} = 0,4922 \quad (59)$$

$$x_{12} = \frac{x_4 \cdot x_1}{x_4 + x_1} = \frac{0,0594 \cdot 0,0907}{0,0594 + 0,0907} = 0,0359 \text{ o.e.} \quad (60)$$

Начальное значение периодической составляющей тока внешней сети:

$$I_{KBC}'' = \frac{E_5}{x_{12} + x_{11}} = \frac{1}{0,0358 + 0,4922} = 1,8936 \text{ o.e.} \quad (61)$$

Развертывание схемы к исходному виду:

$$U = I_{KBC}'' \cdot x_{11} = 1,8936 \cdot 0,4922 = 0,932 \text{ o.e.} \quad (62)$$

$$I_G'' = \frac{E_4 - U}{x_4} = \frac{1 - 0,932}{0,0594} = 1,1448 \text{ o.e.} \quad (63)$$

$$I_C'' = \frac{E_1 - U}{x_1} = \frac{1 - 0,932}{0,0907} = 0,7497 \text{ o.e.} \quad (64)$$

«Произведем расчет изменения периодической слагающей тока внешней сети.

Ток от системы не затухает во времени и имеет постоянное значение  $I_C = I_C'' = 0,7497 \text{ o.e}$

Ток от генераторов станции при:

$$x_{Г.расч} = \frac{E_4}{I_{Г''}} \cdot \frac{S_{н\Sigma}}{S_{б}} = \frac{1}{171448} \cdot \frac{5 \cdot 137}{100} = 5,9836 > 3 \quad (65)$$

Ток к.з. внешней сети в именованных единицах:

$$I_{КВС} = 1,8936 \cdot 5,4985 = 10,4121 \text{ кА} \quad (66)$$

Ток от эквивалентного электродвигателя:

$$I_{ЭД} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot S_{ном}}{2 \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 40}{2 \cdot 10,5} = 9,5238 \text{ кА} \quad (67)$$

Суммарное начальное значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{n,0} = I_{КВС}'' + I_{ЭД} = 10,4121 + 9,5238 = 19,9359 \text{ кА} \quad (68)$$

Ударный ток в точке к.з.

$$i_{УКА} = i_{УВС} + i_{УЭД} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 10,4121 + \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 9,5238 = 49,8218 \text{ кА} \quad (69)$$

Апериодическая слагающая тока к.з. от внешней сети.» [2].

$$i_{a,\tau} = I_{КВС} \cdot e^{-\tau/T_a} + I_{ЭД} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 10,4121 \cdot e^{-0,035/\tau,1} + \sqrt{2} \cdot 9,5238 \cdot e^{-0,035/\tau,07} = 21,6604 \text{ кА}.$$

## 5.6 Расчет тока трехфазного к.з. на шинах 0,4 кВ (точки К5, К6, К7)

«Схема питания шин 0,4 кВ от шин 10 кВ станции приведена на рисунке 8. В схеме учтены сопротивления силового трансформатора, кабельной линии, трансформатора тока, катушки реле, сопротивления контактов» [15].

Расчет тока к. з. в точке К5

«Параметры внешней схемы свернутой относительно шин 10 кВ

$$\begin{aligned}x_{BC} &= x_{10} + x_8 = 0,0683 + 0,5079 = 0,5762 \text{ о.е.} \\ E_{BC} &= E_6 = 1 \text{ о.е.}\end{aligned}\quad (70)$$

В именованных единицах, приведенных к базисной ступени напряжения ( $U_6 = 10,5$  кВ) параметры питающей схемы

$$x_{BC} = x_{BC} \cdot \frac{U_6^2}{S_6} = 0,5762 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,6353 \text{ Ом} \quad (71)$$

$$E_{BC} = E_{BC} \cdot U_6 = 1 \cdot 10,5 = 10,5 \text{ кВ} \quad (72)$$

Сопротивление кабеля К1

$$\begin{aligned}r_{K1} &= r_0 \cdot \ell_{K1} = 0,443 \cdot 0,15 = 0,0664 \text{ Ом} \\ x_{K1} &= x_0 \cdot \ell_{K1} = 0,086 \cdot 0,15 = 0,0129 \text{ Ом}\end{aligned}\quad (73)$$

Полное активное и реактивное сопротивление для точки К5

$$\begin{aligned}r_\Sigma &= r_{TT1} + r_{K1} = 0,0011 + 0,0664 = 0,0675 \text{ Ом} \\ x_\Sigma &= x_{TT1} + x_{K1} + x_{BC} = 0,0017 + 0,0129 + 0,6353 = 0,6499 \text{ Ом}\end{aligned}\quad (74)$$

Полный ток трехфазного к. з. в точке К5» [3].

$$I_{K5} = \frac{E_{BC}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,6534} = 9,2779 \text{ кА}, \quad (75)$$

$$\text{где } Z_\Sigma = \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2} = \sqrt{0,0675^2 + 0,6499^2} = 0,6534 \text{ Ом} \quad (76)$$

Расчет тока к. з. в точке К6

«В именованных единицах приведенные к базисной ступени напряжения ( $U_6 = 0,4$  кВ) параметры питающей схемы.

$$x_{BC} = x_{BC} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{\delta}} = 0,5762 \cdot \frac{0,4^2}{100} = 0,9219 \text{ мОм} \quad (77)$$

$$E_{BC} = E_{BC} \cdot U_{\delta} = 1 \cdot 0,4 = 0,4 \text{ кВ} \quad (78)$$

Приведенное значение активного и реактивного сопротивления кабеля  
К1

$$r_{K1} = r_0 \cdot \ell_{K1} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 66,4 \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,09636 \text{ мОм} \quad (79)$$

$$x_{K1} = x_0 \cdot \ell_{K1} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 12,9 \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0187 \text{ мОм}$$

Приведенное сопротивление трансформатора Т

$$x_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_H} = \frac{8}{100} \cdot \frac{0,4^2}{1^2} = 12,8 \text{ мОм} \quad (80)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{\delta}^2}{S_H} = \frac{0,012 \cdot 0,4^2}{1^2} = 1,92 \text{ мОм}$$

Сопротивление кабеля К2

$$r_{K2} = r_0 \cdot \ell_{K2} = 0,86 \cdot 0,07 = 60,2 \text{ мОм} \quad (81)$$

$$x_{K2} = x_0 \cdot \ell_{K2} = 0,8 \cdot 0,07 = 5,6 \text{ мОм}$$

Сопротивление шинпровода Ш

$$r_{Ш} = r_0 \cdot \ell_{Ш} = 0,2 \cdot 0,03 = 6, \text{ мОм} \quad (82)$$

$$x_{Ш} = x_0 \cdot \ell_{Ш} = 0,1 \cdot 0,03 = 3 \text{ мОм}$$

Полное активное и реактивное сопротивление для точки К6

$$r_{\Sigma K6} = r_{TT2} + r_{K1} + r_T + r_{A1} + r_{Ш} + r_{Комм}$$

$$r_{\Sigma K6} = 0,09636 + 1,92 + 0,9 + 0,8 + 6 + 30 = 39,7164 \text{ мОм} \quad (83)$$

$$x_{\Sigma K6} = x_{TT2} + x_{K1} + x_{BC} + x_{A1} + x_T + x_{Ш}$$

$$x_{\Sigma K6} = 0,0187 + 12,8 + 0,74 + 1,1 + 3 + 0,9219 = 18,5806 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma K6} = \sqrt{r_{\Sigma K6}^2 + x_{\Sigma K6}^2} = \sqrt{39,7164^2 + 18,5806^2} = 43,8478 \text{ мОм} \quad (84)$$

Полный ток на шинах 0,4 кВ при трехфазном к.з.

$$I_{K6} = \frac{E_{BC}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K6}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0439} = 5,2606 \text{ кА} \quad (85)$$

Ударный ток в точке К6» [8, 14].

$$i_{VK6} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{K6} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 5,2606 = 7,514 \text{ кА} \quad (86)$$

где  $\kappa_y = 1,01$

Расчет тока к.з. в точке К7

«Полное активное и реактивное сопротивление для точки К7

$$\begin{aligned} r_{\Sigma K7} &= r_{\Sigma K6} + r_{K2T} + r_{A2} = 39,7164 + 0,42 + 60,2 = 100,3364 \text{ мОм} \\ rx_{\Sigma K7} &= x_{\Sigma K6} + x_{K2} + x_{A2} = 18,5806 + 0,31 + 5,6 = 24,4906 \text{ мОм} \end{aligned} \quad (87)$$

$$Z_{\Sigma K7} = \sqrt{r_{\Sigma K7}^2 + x_{\Sigma K7}^2} = \sqrt{100,3364^2 + 24,4906^2} = 103,2821 \text{ мОм} \quad (88)$$

Ток трехфазного к.з.

$$I_{K7} = \frac{E_{BC}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K7}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,1033} = 2,2356 \text{ кА} \quad (89)$$

Ударный ток:

$$i_{VK7} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{K7} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 2,2356 = 3,1616 \text{ кА} \quad (90)$$

Ток от асинхронных двигателей:

$$\begin{aligned} I'_{AD} &= 4,5 \cdot I_H = 4,5 \cdot \frac{0,515}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 4,1812 \text{ кА} \\ i_{VAD} &= \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I'_{AD} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 4,1812 = 5,9132 \text{ кА} \end{aligned} \quad (91)$$

Полный сверхпереходный и ударный ток в точке К7»[19].

$$I_{\Sigma K7} = I_{K7} + I'_{AD} = 2,2356 + 4,1812 = 6,4168 \text{ кА} \quad (92)$$

$$i_{\Sigma K7} = i_{K7} + i_{yAD} = 3,1616 + 5,9132 = 9,0748 \text{ кА}$$

В таблице 5 внесены токи к.з. в системе СН ТЭЦ.

Таблица 5- Токи к.з. в системе собственных нужд ТЭЦ

Точки к.з.	Начальное значение периодической слагающей тока к.з., кА	Ударный ток в точке к.з., кА
К <sub>1</sub> (3 <sup>х</sup> ф. к.з.)	17,053	45,065
К <sub>1</sub> (1 ф. к.з.)	19,2599	52,5687
К <sub>2</sub> (до реактора)	85,5939	233,644
К <sub>3</sub> (шины 10,5 кВ)	14,4216	36,0388
К <sub>4</sub> (рез. трансфор-р)	19,9359	49,8218
К <sub>5</sub> (до трансформат.)	9,2779	—
К <sub>6</sub> (0,4 кВ шины)	5,2606	7,514
К <sub>7</sub> (0,4 кВ)	6,4168	9,0748

Выводы по разделу 5.

Рассчитан ток трехфазного к.з. на стороне 10 кВ. Рассчитан ток короткого замыкания на шинах 10 кВ. Рассчитан ток трехфазного к.з. на ступени 10 кВ. Рассчитан ток трехфазного к.з. на шинах 0,4 кВ. Произведен расчет изменения периодической слагающей тока внешней сети.

## **6 Выбор оборудования**

«При выборе аппаратов и проводников для электроустановок должны учитываться:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- соответствие окружающей среды и роду установки;
- достаточная механическая прочность.

Электрические аппараты выбираются по условиям длительного режима работы и проверяют по условиям коротких замыканий. При этом для всех аппаратов производится: выбор по напряжению; выбор по нагреву при длительных токах; проверка на электродинамическую стойкость; проверка на термическую стойкость; выбор по форме исполнения» [15].

### **6.1 Выбор выключателей на 10 кВ**

«Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для включения и отключения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов к.з.

Выключатели выбираются по следующим условиям:

- номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$
  - номинальному току  $I \leq I_{ном}$
  - отключающей способности
- а) на симметричный ток отключения



$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл. ном}} \quad (93)$$

б) отключение аperiodической составляющей тока к.з.

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} \quad (94)$$

где  $i_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключенном токе для времени  $\tau$

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.} \quad (95)$$

где  $t_{p.z.} = 0,01\text{с}$  – время действия релейной защиты,

$t_{c.v.}$  – собственное время отключения выключателя [8],

$\beta = 0,47$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе [2].

- предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость

$$I_{n,0} \leq I_{\text{пр.с.}} ; i_y \leq i_{\text{пр.с.}}$$

- тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

где  $I_T$  – предельный ток термической устойчивости,

$t_T$  – длительность протекания тока термической устойчивости.

При к.з. вблизи группы двигателей в системе СН необходимо учитывать их влияние на тепловой импульс. Для определения суммарного теплового импульса тока к.з. с учетом двигателей рекомендуется воспользоваться формулой.

$$B_{\kappa} = I_{n,0,c}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a,cx}) + I_{n,0,d}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_d + T_{a,cx}) + 2 \cdot I_{n,0,c} \cdot I_{n,0,d} \cdot (T'_d + T_{a,cx}) \quad (96)$$

$$\text{где } T_{a,cx} = \frac{T_{a,c} \cdot T_{n,0,c} + T_{a,d} \cdot T_{n,0,d}}{T_{n,0,c} + T_{n,0,d}}, \quad (97)$$

$T'_d = 0,07\text{с}$  – постоянная времени периодической составляющей тока;

$T_{a,d} = 0,04\text{с}$  – постоянная времени аperiodической составляющей тока;

$T_{a,c} = 0,07\text{с}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.

$T_{отк}$  – время действия тока к.з.

$$t_{отк} = t_{p.z.} + t_{o.v.} \quad (98)$$

где  $t_{p.z.} = 0,01$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{o.v.}$  – полное время отключения выключателя.» [7].

$$I_{n,0,c} = I''_{KBC} = 8,33\text{кА}$$

$$I_{n,0,d} = I''_{Kd} = 6,1\text{кА}$$

В остальных случаях тепловой импульс определяется по формуле

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a,c}) \quad (99)$$

Расчетные и табличные данные из каталогов для выбора выключателей заносим в таблицу 6. Данные по ЭП берем из таблицы 2.

На присоединения приводов рабочих механизмов с питающей сетью выбираем вакуумные выключатели с электромагнитным приводом типа ВВ/TEL-10, так как они обеспечивают большую надежность, быстродействие, меньше по габаритам, чем маломасляные (ВМПЭ).

Таблица 6- Выбор выключателей

Мощность электроприемников (ЭП), кВт	По номинальному напряжению		По номинальному току		На отключающую способность				На электродинамическую стойкость		По ударному току		На термическую стойкость		Марка выбранного выключателя
					Симметричный ток к.з.		Апериодический ток к.з.								
	$U_{уст},$ кВ	$U_{ном},$ кВ	$I_p,$ А	$I_{ном},$ А	$I_{п,т},$ кА	$I_{отк,ном},$ кА	$i_{а,т},$ кА	$i_{а,ном},$ кА	$I_{п,о},$ кА	$I_{пр,с},$ кА	$i_{ур},$ кА	$i_{уном},$ кА	$B_k,$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тт}^2,$ кА <sup>2</sup> с	
До 1600	10	10	274,93	630	10,59	20	9,71	13,29	14,4	20	36,04	52,04	21,07	1200	ВВ/TEL-10
3025 – 4000	10	10	643,95	1000	11,39	20	9,71	13,29	14,4	20	36,04	52,04	21,07	1200	
6330 – 9369	10	10	854,45	1600	11,39	20	9,71	13,29	14,4	20	36,04	52,04	21,07	1200	
14121 – 15804	10	10	1086,2	11200	78,4	90	15,45	25,45	85,53	125	233,6	350	1383,9	44100	ВГМ-20-90/11200У3

## 6.2 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 10 и 0,4 кВ ошиновку и сборные шины выполняем жесткими алюминиевыми шинами.

«Согласно сборные шины и ошиновку в пределах закрытых РУ по экономической плотности не проверяем. Выбор сечения производим по нагреву (допустимому току). Условия выбора:  $I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$  .

Наибольший ток на шинах

$$I_{\max} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi} \quad (100)$$

По этому току  $I_{\max}$ , по каталогу выбираем алюминиевые шины определенного сечения с допустимым номинальным током  $I_{\text{доп ном}}$  . С учетом поправочного коэффициента допустимый ток будет равен

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot 0,94 \quad (101)$$

Производим проверку шин на термическую стойкость, что определяется величиной суммарного теплового импульса к.з. Формулы и расчеты аналогичны формулам и расчетам выключателей» [5, 6].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (102)$$

где  $C=90 \text{ Ас}^2/\text{мм}^2$  функция.

Проверяем шины на электродинамическую стойкость:

«Жесткие шины укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В этой системе возникают колебания, частота

которых зависит от массы и жесткости конструкции. Электродинамические силы, возникающие при к.з. имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц.» [1].

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (103)$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции, см<sup>2</sup>;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (104)$$

«Изменяя длину пролета, добиваемся того, чтобы механический резонанс был исключен, т.е. при  $f_0 > 200$  Гц находим  $l$ .

Проверяем шины на механическую прочность:

Момент сопротивления шин

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (105)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (106)$$

где  $a$  – расстояние между соседними фазами.

Согласно [5]. для 10 кВ  $a = 0,13$ ,

для 0,4 кВ  $a = 0,05$

В таблице 7 и 8 представлен выбор жестких шин РУ 0,4 кВ, 10 кВ.

Таблица 7- Выбор жестких шин для РУ 10 кВ

Мощность присоединенная к шинам	По нагреву		На термическую стойкость		На электродинамическ ую стойкость		На механическую прочность			Результат выбора
	$I_{\max}, A$	$I_{\text{доп}}, A$	$q_{\min}, \text{мм}^2$	$q, \text{мм}^2$	$J, \text{см}^2$	$l, \text{м}^2$	$W, \text{см}^3$	$\sigma_{\text{расч}}, \text{МПа}$	$\sigma_{\text{доп}}, \text{МПа}$	
3025 – 3742	270,74	817,8	51	360	10,8	1,22	3,6	60,02	82,3	60×6
6330 – 9369	700,05	817,8	51	360	10,8	1,22	3,6	60,02	82,3	
14121 – 15804	1144,77	1527,5	413,35	800	66,66	1,58	13,33	29,91	82,3	100×8

Таблица 8- Выбор жестких шин для РУ 0,4 кВ

Мощность присоединенная к шинам	По нагреву		На термическую стойкость		На электродинамическу ю стойкость		На механическую прочность			Результат выбора
	$I_{\max}, A$	$I_{\text{доп}}, A$	$q_{\min}, \text{мм}^2$	$q, \text{мм}^2$	$J, \text{см}^2$	$l, \text{м}^2$	$W, \text{см}^3$	$\sigma_{\text{расч}}, \text{МПа}$	$\sigma_{\text{доп}}, \text{МПа}$	
630	957,2	1240,8	24,82	640	34,13	1,41	8,53	6,64	82,3	80×8
1000	1519,3	1945,8	24,82	1200	144	1,73	24	3,55	82,3	120×10

### 6.3 Выбор кабелей

«Для присоединения потребителей СН электростанции к соответствующим шинам используются кабели 10 кВ и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных полуэтажах, кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях зданий. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях ТЭЦ, применяем кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытие выполнены из невоспламеняющихся материалов.

Произведем выбор кабелей на 10 кВ:

По номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$

по конструкции выбираем марку ААШВ

по экономической плотности тока

$$q_3 = \frac{I_{норм}}{j_3}, \quad (107)$$

где  $j_3 = 1,4$  – экономическая плотность тока.

По допустимому току  $I_{max} \leq I_{доп}$ ,

где  $I_{доп}$  – длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей  $K_1$  и на температуру окружающей среды  $K_2$

$$I_{доп} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{допном}, \quad (108)$$

где  $K_1 = 1$  для одного кабеля

$K_1 = 0,92$  для двух кабелей

$K_2 = 1$ .

На термическую стойкость  $q_{min} \leq q$ .

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (109)$$

где  $C=100 \text{ Ас}^2/\text{мм}^2$  функция, значения которой приведены в.

$B_k$  – значение теплового импульса тока к.з. (определяется аналогично как и при выборе выключателей  $B_k = 21,07 \text{ кА}^2\text{с}$ ).» [3, 5].

Расчеты сводим в таблицу 9. Выбор кабелей на 0,4 кВ производим аналогично. Марка кабелей в этом случае АВВГ. Результаты расчетов сводим в таблицу 10.

Выберем кабель 0,4 и 10,5 кВ.

На Гольяттинской ТЭЦ силовые и контрольные кабели проложены в кабельных тоннелях, каналах и траншеях, а в главном корпусе - по кабельным конструкциям. В сторону ЗРУ-110кВ, от ГРУ-6кВ отходят два кабельных тоннеля, № 6 и №8, соединяющихся в один и уходящие на завод «ТК».

Кабельный тоннель, идущий на «ТК», имеет ответвление кабельным каналом к компрессорной N2 и траншеей с ХВО-I и столовой. ГРУ-6кВ и ОРУ-110кВ соединяются с главным корпусом ТЭЦ 10-ю кабельными тоннелями (13 – 18, 29, 39, 40, 44), которые сообщаются между собой при помощи тоннеля № 9, идущего параллельно ГРУ-6кВ до трансформаторной башни. Под РУСН 1 – 13Р,Н проходят кабельные тоннели № 30 – 32, кабели из данных тоннелей выходят в котельное и турбинное отделения КТЦ и далее по кабельным тоннелям и трассам к потребителям и источникам питания. Допустимая нагрузка кабельных линий рассчитывается для температур окружающей среды, равных для земли  $+15^\circ\text{C}$  и в воздухе  $+25^\circ\text{C}$ . Допускается работа кабельных линий 6кВ с замыканием на землю. К отысканию места повреждения персонал должен приступить немедленно и устранить его в кратчайший срок. Под секциями и технологическим щитом ХВО-II имеется кабельный полуэтаж. Кроме того, имеются наружные трассы кабелей от главного корпуса на пиковую котельную, на мазутонасосную № 2, на ХВО-I.



Таблица 9- Выбор кабелей 10 кВ

Мощность электроприемника , кВт	по экономической плотности тока		по допустимому току		на термическую стойкость				Результат выбора
	qэ, мм <sup>2</sup>	S, мм <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	$\frac{I_{квс}}{I_{кд}}$ , А	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> с	C, Ас <sup>1/2</sup> /мм <sup>2</sup>	q <sub>min</sub> , мм <sup>2</sup>	
200 – 1000	49,09	3×70	72,34	130	8,33/6,1	21,07	100	45,9	3×70
1600	78,55	3×95	115,76	155	-	21,07	100	45,9	3×95
3025	148,51	2(3×95)	218,86	285,2	-	21,07	100	45,9	2(3×95)
3275 – 4000	196,37	2(3×120)	289,39	340,4	-	21,07	100	45,9	2(3×120)

Таблица 10- Выбор кабелей 0,4 кВ

Мощность электроприемника , кВт	по экономической плотности тока		по допустимому току		на термическую стойкость				Результат выбора
	qэ, мм <sup>2</sup>	S, мм <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	$\frac{I_{квс}}{I_{кд}}$ , А	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> с	C, Ас <sup>1/2</sup> /мм <sup>2</sup>	q <sub>min</sub> , мм <sup>2</sup>	
до 50	64,43	3×70+1×25	94,35	140	2,24/4,18	4,99	90	24,82	3×70+1×25
75	96,65	3×120+1×35	142,43	200	-	4,99	90	24,82	3×120+1×35
100	128,87	3×150+1×50	189,91	230	-	4,99	90	24,82	3×150+1×50
125	167,53	2(3×95)+1×35	246,88	303,6	-	4,99	90	24,82	2(3×95)+1×35
160	206,19	2(3×120)+1×120	303,86	368	-	4,99	90	24,82	2(3×120)+1×120

## 6.4 Выбор токопроводов

Выбираем токопровод, соединяющий турбогенератор с главной схемой и на отпайке СН. Комплектные токопроводы генераторного напряжения предназначены для соединения выводов генераторов с повышающими трансформаторами СН. они имеют пофазно экранированное исполнение, что обеспечивает их высокую надежность.

«Выбор осуществляется по следующим условиям:

По номинальному напряжению и типу турбогенератора

$$U_{\text{НОМТ}} \geq U_{\text{НОМ СЕТИ}}$$

По номинальному расчетному току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ РАСЧ}}$$

$I_{\text{НОМ РАСЧ}}$  рассчитываем для наиболее загруженного турбогенератора.

$$\begin{aligned} I_{\text{НОМ РАСЧ}} &= \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{137 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7541,98 \text{ A} \\ I_{\text{НОМ РАСЧ}} &= \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \phi} = \frac{15804}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 1087,53 \text{ A} \end{aligned} \quad (110)$$

Выбираем для соединения турбогенератора с главной схемой ТЭЦ пофазно экранированный токопровод генераторного напряжения с электрически непрерывными кожухами с компенсацией внешнего поля типа ГРТЭ-10-8550-250 с параметрами указанными в таблице 11. Проверим комплектный токопровод на электродинамическую стойкость

$$\begin{aligned} I_{\text{н,0}} \leq I_{\text{пр,с}} \quad 85,59 < 250 \text{ (кА)}; \quad i_y \leq i_{\text{пр,с}} \quad 233,644 < 700 \text{ (кА)}; \\ V_{\text{кр,расч}} \leq V_{\text{кГРТЭ}} \quad 26360,77 \text{ кА}^2\text{с} < 250000 \text{ кА}^2\text{с.} \end{aligned} \quad [12].$$

Таблица 11- Каталожные данные ГРТЭ-10-8550-25

Параметры	Значение
Тип турбогенератора	ТВФ-110-2
Номинальное напряжение, кВ турбогенератора	10,5
токопровода	10
Номинальный ток, А токопровода	8550
Электродинамическая стойкость, кА	250
Токоведущая шина d×S, мм	280×12
Кожух (экран) D×δ, мм	750×4
Междуфазное расстояние, мм	1000
Тип опорного изолятора	ОФР-20-375с
Шаг между изоляторами, мм	2500-3000
Тип применяемого трансформатора напряжения	ЗНОЛ-10У3
Тип встроенного трансформатора тока	ТШ-20-10000/5

«Выбираем для отпайки на СН комплектный токопровод типа ТЗКР-10-2000-125 (данные из каталога приведены в таблице 12 и проверяем его на электродинамическую стойкость.

$$I_{п,0} \leq I_{пр,с} \quad 85,59 < 250 \text{ (кА)}; \quad B_{красч} \leq B_{кГРТЭ} \quad 1383,94 \text{ кА}^2\text{с} < 3281,25 \text{ кА}^2\text{с.} \text{» [18].}$$

Таблица 12- Каталожные данные ТЗКР-10-2000-125

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2000
Электродинамическая стойкость, кА	125
Сечение алюминиевых токоведущих шин, мм	150×65×7
Расположение шин по	Δ
Характеристика кожуха	-
Материал	Алюминий

## 6.5 Выбор разъединителя

«Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, который устанавливается перед реактором и выключателем на отпайке СН, предназначается для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током и для обеспечения безопасности. Имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами выведенными в ремонт.

Выбор разъединителей производим по наиболее загруженному генератору и по условиям:

- по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ; 10 кВ < 20 кВ;
  - по электродинамической стойкости:  $i_y \leq i_{пр.с}$ ; 233,64 < 728,04 кА;  $I_{н.о.} \leq I_{пр.с}$ ; 85,59 кА < 260 кА;
  - по термической стойкости  $B_k \leq I_{тт}^2$ ; 1383,94 < 40000 кА<sup>2</sup>с.
- Выбираем РВРЗ-1-20/8000УЗ» [5].

## 6.6 Выбор реакторов

Реакторы служат для ограничения токов к.з. в системе СН ТЭЦ и устанавливаются на отпайке СН.

«Реакторы выбираем

по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ; 10 кВ = 10 кВ

по номинальному току реактора:  $I_{ном} \leq I_{max}$ ;

$$I_{max} = 1144,77 \text{ A}$$

$$1600 \text{ A} > 1144,77 \text{ A.}$$

По значению индуктивного сопротивления реактора, исходя из условий ограничения тока к.з. до заданного уровня » [4]. (раздел 6.4.).

Определим результирующее сопротивление цепи при отсутствии реактора:

$$X_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{н,О}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 85,59} = 0,07 \text{ Ом} \quad (111)$$

Требуемое сопротивление цепи из условия обеспечения номинальной отключающей способности выключателя определяется:

$$X_{рез}^{треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{н,О,треб}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом} \quad (112)$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока к.з.

$$X_{р}^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез} = 0,303 - 0,07 = 0,23 \text{ Ом} \quad (113)$$

В данном случае проходит реактор типа РБС-10-2х1600-0,28 УЗ с индуктивным сопротивлением 0,28 Ом.

## 6.7 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и для отключения тока при к.з., перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 6 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей 0,4 кВ.

«Выбор автоматических выключателей производится

по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по роду тока и его значению (применяем для переменного тока):

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

по предельно отключаемому току:

$$I_{\text{п.о.}} \leq I_{\text{отк}};$$

где  $I_{\text{п.о.}}$  – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. в начальный момент;

$I_{\text{отк}}$  – действующее значение предельного тока отключения автоматического выключателя.» [9].

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 13.

Таблица 13- Выбор автоматических выключателей

Мощность электроприемников, кВт	По напряжению установки		По значению тока		По предельно отключаемому току		Марка автоматического выключателя
	$U_{\text{уст}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{п.о.}}$ , кА	$I_{\text{отк}}$ , кА	
До 50	0,4	0,66	91,11	250	6,42	40	ВА-57-35
75	0,4	0,66	134,32	250	6,42	40	
100	0,4	0,66	179,43	250	6,42	40	
125	0,4	0,66	237,57	250	6,42	40	
160	0,4	0,66	290,64	630	6,42	35	ВА-51-39
630/2	0,4	0,66	567,32	630	6,42	35	
1000/2	0,4	0,66	901,10	1000	6,42	33,5	ВА-55-41

## 6.8 Выбор трансформаторов тока

«Контроль за режимами работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях осуществляется с помощью контрольно измерительных приборов. в зависимости от характера объекта и структуры его

управления объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными.

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

Приборы, для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока, выбираем в соответствии с,»[3, 4].

Выбор трансформатора тока для вводной линии 10 к указан в таблице 14

Таблица 14- Выбор трансформатора тока

Параметры	Условия выбора	Расчетные значения	Каталожные значения
По номинальному напряжению, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10
По номинальному току, А	$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad I_{ном} = S_{т.ном} / (1,73 * U_{ном})$	665,05	800
На электродинамическую стойкость, кА	$I_{уд} \leq i_{эд} \quad i_{эд} = K_{эд} * I_{1ном}$	36,04	193,86
По вторичной нагрузке, Ом	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$S_{приб} / I^2_2 = 0,668$	1,2

«Выбор трансформаторов тока производим для наиболее загруженной вводной линии.

Вторичная нагрузка рассчитывается следующим образом

$$r_2 \approx z_2 \quad (114)$$

$$r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k$$

где  $r_k = 0,1$  Ом – переходное сопротивление контактов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{7,2}{5^2} = 0,288 \text{ Ом} \quad (115)$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный ток трансформатора тока

$r_{пр}$  – сопротивление проводов.» [7, 11].(раздел 4.1)

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к} = 1,2 - 0,288 - 0,1 = 0,812 \text{ Ом} \quad (116)$$

Сечение провода  $q = P_{ср} / R_{пр} = 3,1 \text{ мм}^2$

По условию прочности сечения жил :  $2,5 < 3,1 < 6 \text{ мм}^2$

$$r_2 = 0,288 + 0,812 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом} \quad (117)$$

Выбираем трансформатор тока типа ТПЛК-10 с номинальным током 800 А.

Трансформатор тока для резервного трансформатора указан в таблице 15, 16.

Таблица 15- Данные приборов на резервный трансформатор

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-377	0,2
Ваттметр	Д-365	1,0
Варметр	Д-365	1,0
Счетчик активной энергии	САЧУ-И672М	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧУ-И673М	2,5
Итого:	-	7,2



Таблица 16- Выбор трансформатора тока

Параметры	Условия выбора	Расчетные значения	Каталожные значения
По номинальному напряжению, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10
По номинальному току, А	$I_{ном} \leq I_{1 ном}$ $I_{ном} = S_{т.ном} / (1,73 * U_{ном})$	1099,71	1500
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{уд} \leq i_{эд}$ $i_{эд} = K_{эд} * 1,41 * I_{1 ном}$	49,83	193,86
По вторичной нагрузке, Ом	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$S_{приб} / I_2^2 = 0,688$	1,2

### Вторичная нагрузка

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,288 - 0,1 = 0,812 \text{ Ом} \quad (118)$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{7,2}{5^2} = 0,288 \text{ Ом} \quad (119)$$

$$r_2 = 0,288 + 0,812 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом}. \quad (120)$$

Выбираем трансформатор тока типа ТПЛК-10 с номинальным током 1500 А.

Трансформатор тока для линии 10 кВ к потребителям указан в таблице 17, 18.

Таблица 17- Данные приборов для линии 10 кВ к потребителям

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-377	0,2
Счетчик активной энергии	САЧУ-И673М	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧУ-И673М	2,5
Итого:	-	5,1

Таблица 18- Выбор трансформатора тока

Параметры	Условия выбора	Мощность электроприемника, кВт	Расчетные значения	Каталожные значения
по номинальному напряжению, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	До 1000	10	10
		1600		
		3025 – 4000		
по номинальному току, А	$I_{ном} \leq I_{1 ном}$ $I_{ном} = S_{т.ном} / (1,73 * U_{ном})$	До 1000	68,73	100
		1600	109,97	150
		3025 – 4000	274,92	300
на электродинамическую стойкость, кА	$i_{уд} \leq i_{эд}$ $i_{эд} = K_{эд} * 1,41 * I_{1 ном}$	До 1000	34,62	193,86
		1600		
		3025 – 4000		
по вторичной нагрузке, Ом	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	250 – 4000	0,282	0,4

Выбираем трансформатор тока типа ТПЛК-10 с номинальным током 100, 150, 300 А

## 6.9 Выбор трансформаторов напряжения

«Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 или  $100 \cdot \sqrt{3}$  В.

Также для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Перечень приборов, присоединенных ко вторичной цепи трансформатора напряжения.

Таблица 18- Данные приборов на резервный трансформатор

Прибор	Тип прибора	Количество о, шт.	Потребляемая мощность, ВА	
			Единичная	Полная
Вольтметр	Э-377	2	0,2	0,4
Ваттметр	Д-365	1	1,0	1,0
Варметр	Д-365	1	1,0	1,0
Счетчик активной энергии	САЧУ - И672М	12	2,5	30
Счетчик реактивной энергии	СРЧУ - И673М	1	2,5	2,5
Итого:	-	-	-	34,9

Выбираем трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66УЗ » [20].

Таблица 19- Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Условия выбора	Расчетные значения	Каталожные значения
по номинальному напряжению, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10
по вторичной нагрузке, ВА	$S \leq S_{ном}$	34,9	120

### 6.10 Выбор ячеек КРУ и панелей

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

Для РУ 10 кВ системы СН выбираем модернизированные КРУ серии К63 с выключателем ВВ/TEL-10. Шкаф КРУ состоит из жесткого

металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводом установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. При выкатывании тележки из шкафа автоматически металлическими шторками закрываются отсеки шинного и линейного разъединяющих контактов. Таким образом, исключается случайное прикосновение к токоведущим частям, оставшимся под напряжением.» [13]. Корпус шкафа имеет жалюзи для естественной вентиляции отсеков. Шкафы обслуживаются с одной стороны.

В установках до 1000 В коммутационная и защитная аппаратура присоединений устанавливается на металлических панелях.

Для РУ 0,4 кВ системы СН выбираем панель ПСН-61. Панель состоит из каркаса-карниза, внутрипанельных профилей и опорных поясов, изготовленных из стальных листов. На фасаде панели размещаются измерительные приборы реле, приводы рубильников типа Р32 или Р2115 или Р2315 (в зависимости от мощности электроприемника) и автоматических выключателей (раздел 8.8.), рукоятки аппаратов дистанционного управления, светосигнальная аппаратура. «Внутри каркаса размещается силовое оборудование: автоматические выключатели, рубильники и т.д. Аппаратура вторичной коммутации реле тока, времени, сигнальные и др. аппараты устанавливаются внутри панели в съемных блоках со стороны фасада.»[2].

Выводы по разделу 6.

Определен перечень оборудования для установки на территории ТЭЦ. Выбраны типы и марки оборудования станции с учетом рассчитанных параметров оборудования и токов короткого замыкания

## 7 Релейная защита и автоматика

«Релейная защита является важнейшей частью автоматики электроустановок и энергосистем. Ее основное назначение в том, чтобы обнаружить поврежденный участок электрической сети и быстро выдать управляющий сигнал соответствующему коммутационному аппарату. Дополнительным назначением релейной защиты является выявление ненормальных режимов работы, не требующих немедленного отключения, но требующих принятия мер для их ликвидации. В этом случае защита действует на сигнал.» [17].

Рассмотрим защиты элементов СН ТЭЦ.

Защита резервного трансформатора 110/10 кВ состоит:

- дифференциальной и газовой защиты; максимальной токовой защиты (МТЗ);
- защиты от перегрузки трансформатора на стороне 10 кВ.

Все рабочие трансформаторы СН 10/0,4 кВ, питающие две секции имеют:

- МТО (максимальную токовую отсечку) на стороне 10 кВ;
- МТЗ на стороне 10 кВ;
- МТЗ от перегруза на стороне 10 кВ – на сигнал;
- РЗЗ (защиту от однофазного к.з. ) на стороне 10 кВ – на сигнал;
- МТЗ на стороне 0,4 кВ;
- РЗЗ на стороне 0,4 кВ;
- ЗМН (защита минимального напряжения) на стороне 0,4 кВ.

Групповая защита минимального напряжения устанавливается на секциях 10 кВ РУ СН и выполняется одним комплектом на каждой секции. Она имеет 2-е ступени. 1-я ступень: служит для отключения неответственных двигателей и двигателей с тяжелыми условиями пуска, с малой выдержкой времени ( $t = 0,5$  сек) при посадке напряжения на секции до 7000 В. Это делается с целью восстановления нормального напряжения секции и

обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей (раздел 11). 2-я ступень: действует на отключение менее ответственных электродвигателей с большой выдержкой времени ( $t = 9$  сек.) при посадке напряжения на секции до 6300 В. Питание тр-ров 10/0,4 кВ и ответственных механизмов не предусматривается отключением по защите минимального напряжения.

Электродвигатели 10 кВ имеют: а) дифференциальную защиту (только ПЭН- питательный электронасос); б) МТО; в) МТЗ; г) РЗЗ; д) защита по смазке у двигателей с подшипниками скольжения; е) защита от. Для защиты от многофазных к.з. применяем токовую отсечку без выдержки времени. Она выполняется двухрелейной с включением реле на разность двух фаз. Ток срабатывания токовой отсечки выбираем с учетом отстройки от максимального пускового тока электродвигателя при выведенных пусковых устройствах. Для защиты от перегрузок используем индукционные элементы реле тока РТ-80, причем электромагнитные элементы реле используем для защиты от к.з. Защиту минимального напряжения устанавливаем для обеспечения самозапуска наиболее ответственных электродвигателей.

Электродвигатели 0,4 кВ имеют следующие защиты: а) МТО, являющаяся защитой первичного действия; б) МТЗ, предназначенная для защиты электродвигателя от перегрузки, а также является резервной защитой МТО. Обе эти защиты выполнены на силовом автомате ВА-57-35 и ВА-51-39 (выбор автоматических выключателей произведен в п. 7.8. данного проекта); в) для мощных двигателей РЗЗ; г) защита минимального напряжения выполнена с помощью реле времени, включенного на фазное напряжение после силового рубильника до автомата.

Выводы по разделу 7.

Определены основные защиты трансформаторов и двигателей различной мощности.

## 8 Защитное заземление

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей и защищать обслуживающий персонал от опасных напряжений, прикосновений.

«На ТЭЦ подлежат заземлению колонны главного корпуса ( графическая часть, лист 2 ) по рядам А, Б, В. К магистралям заземления присоединяются также станины и кожухи электрических машин, выключателей и других аппаратов, каркасов щитов, барьеры и металлические ограждения, металлические фермы и площадки. Заземление перечисленного оборудования выполняется полосовой сталью сечением 25x4 мм, которая присоединяется к ближайшей магистрали.

В качестве магистрали заземления, кроме специально проложенных, используем полосы металлоконструкций, закладные швеллеры и полосы для установки шкафов и панелей. Все стыки в полосах и швеллерах соединяем при помощи сварки, разрывы соединяем полосовой сталью 40x4 мм. Каждый трансформатор 10/0,4 кВ заземляем по контуру металлическими стержнями, соединенными полосами, помещенные под зданием и присоединенные к общему заземляющему контуру.

На каждое находящее в эксплуатации заземляющее устройство составляется паспорт, включающий схему заземления, его технические данные о результатах проверки его состояния, о характере проведенных ремонтов и изменениях, внесенных в устройство заземления.» [3].

Произведем расчет защитного заземления трансформатора 10/0,4кВ.

Воспользуемся следующими данными:

- длина стержней  $L = 3$  м,
- диаметр стержней  $d = 10$  мм,
- сопротивление заземлителей  $R_з = 3,45$  Ом,
- глубина заложения полосы  $t = 0,5$  м,

- удельное сопротивление грунта  $S = 50 \text{ Ом м}$ ,
- габариты трансформатора ТСЗС – 1000/10:
- длина 2,4 м
- ширина 1,35 м
- высота 2,55 м
- периметр  $L = (2,4 + 1,35) \cdot 2 = 7,5 \text{ м}$ .

Решение:

Расчетное сопротивление грунта рассчитаем по формуле:

$$\rho_{расч} = \rho \cdot \psi \quad (121)$$

где  $\psi = 1,36$  – коэффициент сезонности

$$\rho_{расч} = 50 \cdot 1,36 = 68 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (122)$$

Расчитаем сопротивление одного стержня:

$$R = \frac{\rho_{расч}}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot \ell}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot H + \ell}{5 \cdot H - \ell} \right) H = t + \frac{\ell}{2 = 0,5} + \frac{3}{2} = 2 \text{ м} \quad (123)$$

$$R = \frac{68}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^3}{10} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{5 \cdot 3 - 3} \right) = 23,9 \text{ Ом}$$

Расчитаем необходимое количество стержней. По приблизительным расчетам для заземления по всему контуру понадобится 10 стержней.

Поэтому:

$\eta_{ст} = 0,74$  – коэффициент использования стержней;

$\eta_n = 0,56$  – коэффициент использования полосы.

$$n_c = \frac{R}{R_z \cdot \eta_{ст}} = \frac{23,9}{3,45 \cdot 0,74} = 9,36 \quad (124)$$



Примерно принимаем 10 штук.

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$r_n = \frac{\rho_{расч}}{2 \cdot \pi \cdot \ell_n} \cdot \ell_n \frac{\ell_n^2}{d \cdot H_n} \quad (125)$$

где  $\ell_n = 1$  м – длина полосы.

$$H_n = 0,5 + \frac{10}{2} \cdot 10^{-3} = 0,505 \text{ м} \quad (126)$$
$$r_n = \frac{68}{2 \cdot 3,14 \cdot 1} \cdot \ell_n \frac{1^2}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 0,505} = 57,23 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_n = \frac{r_n}{\eta_n} = \frac{57,23}{0,56} = 102,2 \text{ Ом} \quad (127)$$

Защитное заземление выполнено в достаточном объеме.

Выводы по разделу 8.

В разделе произведен расчет защитное заземление трансформатора.

## Заключение

В данной работе исходными данными были генеральный план предприятия, состав и мощность электро-приёмников.

«ТЭЦ предназначена для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов теплом и электроэнергией. Механическая энергия вращения преобразуется турбогенератором в электрическую. И для обеспечения всего этого процесса используется разнообразное оборудование, электроснабжения которого и сделана в данной работе.

Основные задачи, решаемые при проектировании электроснабжения собственных нужд ТЭЦ являются: оптимизация параметров системы электроснабжения путем правильного выбора напряжения; определение электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения; рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, конструкций сетей, аппаратов» [7, 15], которые в этом проекте были успешно решены.

В ходе выпускной работы решены некоторые вопросы оптимизации параметров системы электроснабжения, которые в совокупности дают дополнительные средства за счет сокращения непроизводительных расходов (потерь в линиях и трансформаторах).

Применение напряжения 10,5 кВ, позволяет уменьшить параметры коммутационного оборудования и сечение кабелей и токопроводов. В результате РУ и кабельная сеть получается дешевле, чем 6 кВ плюс отсутствие трансформаторов 10/6 кВ заметно снижает стоимость проекта.

Для обеспечения надежности работы электростанции, шины РУ 10,5 кВ секционируются, делящихся на А и Б, причем электроснабжение каждой секции осуществляется не менее чем от двух питающих элементов. Питание распределено равномерно по всем секциям. От них запитаны электродвигатели мощностью 200 кВт и выше, тр-ры 10/0,4. Всё остальное оборудование питается от РУ 0,4 кВ.

Для питания оборудования 0,4 кВ произведён расчёт нагрузок и выбраны трансформаторы 10/04 кВ.

Затем произведён расчёт токов к.з. и на основании этого расчёта выбрано оборудование, начиная от разъединителя 10 кВ до коммутационной аппаратуры 0,4 кВ, включая АБ для питания цепей управления, защит, сигнализации, аварийного освещения и ответственных механизмов АМН, МОУ.

В работе предусмотрена релейная защита основных элементов схемы: тр-ров, двигателей 10 кВ и шин секций. Шины секции 10 кВ имеют групповую защиту минимального напряжения в 2-х ступенях. Первая ступень  $t=0,5$  сек при падении напряжения до 6,8 кВ ( $65\%U_n$ ) отключает не ответственные механизмы и механизмы с тяжёлым пуском. Вторая ступень  $t=9$ сек при падении напряжения до 6,3 кВ ( $60\%U_n$ ) отключает менее ответственные механизмы.

## Список используемых источников

1. Афонин В. В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции: учеб. пособие. Тамбов: ТГТУ, 2015. 90 с.
2. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: учебник. Москва: Форум : ИНФРА-М, 2018. 414 с.
3. Васильева Т. Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения. М.: Гор. линия-Телеком, 2015. 152 с.
4. Богданов А. В., Бондарев А.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах: учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2016. 82 с.
5. Вахнина В. В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электрон. учеб.-метод. пособие. Тольятти : ТГУ, 2015. 46 с.
6. Ершов Ю. А., Халезина О. П., Малеев А. В. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. 68 с.
7. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. сред. проф. образования 3-е изд. М. : Академия, 2013. 282с.
8. Кулеева Л. И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.
9. Качество электрической энергии. - М.: ЗАО "Энергосервис", 2000. 53 с.
10. Крючков И. П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.
11. Конюхова Е. А. Электроснабжение: учебник. М.: Издательский дом МЭИ, 2014. 510 с.

12. Кокин С. Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. 2-е изд., стер. М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с.

13. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001. с. 39-45.

14. Немировский А.Е., Сергиевский И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие. М: «Инфра-Инженерия», 2018.148с.

15. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М.: Форум: ИНФРА-М, 2018. 416 с.

16. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. 704 с.

17. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В., Электрооборудование электрических станций и подстанций. 9-е изд. М. : Академия, 2013. 448 с.

18. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением.М.: Издательство стандартов, 2006. 83 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

20. Ершов Ю.А., Халезина О.П., Малеев А.В. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. 68с.