

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Политехнический

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Пантелеев В.И.

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

Проект электрической части ТЭЦ-330 МВт

тема

Руководитель

подпись, дата

должность, учёная степень

А.А. Егонский

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.Р. Малов

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Пантелеев В.И.

подпись инициалы, фамилия

«14 » 09 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____ бакалаврской работы _____
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Красноярск 2021

Студенту Малову Андрею Романовичу
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ18-03Б Направление (специальность) 13.03.02
номер код

«Электроэнергетика и электротехника», (профиль) Электрические станции
полное наименование

Тема выпускной квалификационной работы _____

Проект электрической части ТЭЦ -330 МВт _____

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКРА.А. Егонский, доцент, к.т.н.,
кафедра «Электроэнергетика» ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР:

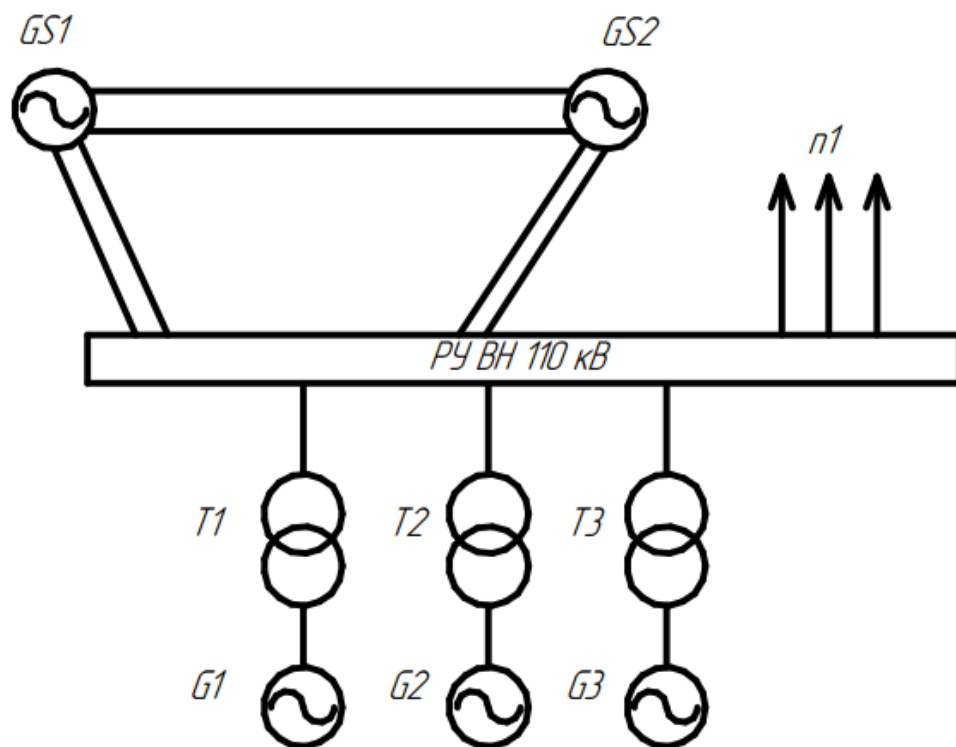


Рисунок 1 – Схема связи ТЭЦ с системой

1) Связь с системой $S_{C1}=4000$ МВА, $S_{C2}=5800$ МВА, $U_{C1}=110$ кВ, $U_{C2}=110$ кВ, $X_{C1}=0,3$ о.е., $X_{C2}=0,25$ о.е., $l_{PY-C1}=40$ км (2 шт.), $l_{PY-C2}=50$ км (2 шт.), $l_{C1-C2}=60$ км (2 шт.); 2) Нагрузка на РУ 110 кВ: $P_{max}=260$ МВт, $P_{min}=180$ МВт, $n1$ – количество отходящих линий к нагрузке на 110 кВ (определить).

Перечень разделов ВКР: 1) Выбор основного оборудования; 2) Расчет токов короткого замыкания; 3) Расчет токов короткого замыкания на шинах собственных нужд; 4) Выбор оборудования для шкафов КРУ – 6,3 кВ; 5) Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; 6) Грозазащита; 7) Заземление; 8) Особенности конструкции турбогенератора ТТК–110–УЗ–П

Перечень графического материала: 1) Главная схема электрических соединений ТЭЦ 2) Разрезы ячеек РУ 110кВ; 3) План РУ 110кВ; 4) Схема электроснабжения собственных нужд.

Руководитель ВКР

подпись

А.А. Егонский

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись,

А.Р. Малов

инициалы и фамилия студента

«14»09 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект электрической части ТЭЦ-330 МВт» содержит 67 страниц текстового документа, приложений, 30 использованных источников, 6 листов графического материала: Главная схема электрических соединений ТЭЦ, схема электроснабжения собственных нужд, разрезы ячеек РУ 110 кВ, план РУ 110 кВ.

Цели работы:

- выбрать основное силовое оборудование ТЭЦ;
- спроектировать схему электроснабжения собственных нужд;
- рассчитать токи КЗ в схемах выдачи мощности и собственных нужд;
- по результатам расчётов ТКЗ провести выбор коммутационной аппаратуры и токоведущих частей в схеме выдачи мощности и системе собственных нужд;
- выбрать схему РУ;
- определить состав основного технологического оборудования станции, механизмов и электродвигателей собственных нужд;

В результате выпускной квалификационной работы была спроектирована ТЭЦ-330 МВт, соответствующая нормам проектирования.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	1
ВВЕДЕНИЕ	4
1. Структурная схема ТЭЦ.	5
2. Выбор основного оборудования	6
2.1 Выбор генераторов.....	6
2.2 Выбор блочных трансформаторов	6
2.3 Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры.....	7
2.4 Определение числа ЛЭП, передающих мощность потребителям	8
2.5 Выбор проводов ЛЭП, передающих мощность в энергосистемы	9
3. Расчёт токов короткого замыкания.....	10
3.1 Определение параметров схемы замещения	10
3.2 Определение начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ	13
3.3 Определение ударного тока КЗ.....	18
3.4. Расчет аperiodической и периодической составляющих тока КЗ в заданный момент времени. Определение интеграла Джоуля	19
3.4.1. Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в заданный момент времени	19
3.4.2. Расчет периодической составляющей тока КЗ в заданный момент времени	20
3.4.3 Определение интеграла Джоуля	21
4. Проектирование собственных нужд станции.	22
4.1 Выбор оборудования технологической части ТЭЦ	22
4.1.1 Выбор теплофикационных турбин.....	22
4.1.2 Выбор структурной технологической схемы.....	23
4.1.3 Выбор парогенераторов	23
4.2 Выбор вспомогательного оборудования	24
4.2.1 Выбор питательных насосов	24
4.2.2 Выбор конденсатных насосов.....	25
4.2.3 Выбор циркуляционных насосов.....	26
4.2.4 Выбор сетевых насосов.....	28
4.2.5 Выбор механизмов системы пылеприготовления	29
4.2.6 Выбор тягодутьевых механизмов	30
4.3 Разработка схемы электроснабжения и выбор трансформаторов собственных нужд	33
4.3.1 Схема сети 6,3 кВ собственных нужд	34
4.3.2 Схемы сети 0,4 кВ собственного расхода.....	35

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

4.4	Определение расчетных нагрузок и окончательный выбор трансформаторов собственных нужд	35
4.5	Расчет токов короткого замыкания на шинах собственных нужд напряжением 6 кВ.....	37
4.5.1	Определение параметров эквивалентной схемы замещения	37
4.5.2	Расчет токов короткого замыкания.....	38
5.	Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей	43
5.1	Выбор выключателей и разъединителей	43
5.2	Выбор генераторного токопровода	45
5.3	Выбор сборных шин и ошиновок для ОРУ 110 кВ.....	46
5.5	Выбор длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ 110 кВ.....	51
5.6	Выбор длинных связей РТСН с ОРУ 110 кВ	51
5.5	Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	52
5.5.1	В цепи ОРУ 110 кВ	52
5.5.2	В цепи блочных трансформаторов и РТСН (110 кВ)	53
5.5.3	На генераторном напряжении 10,5 кВ.....	54
5.5.4	В КРУ 6,3 кВ.....	54
5.6	Выбор ограничителей перенапряжения.....	55
6	Выбор схемы ОРУ 110 кВ.....	55
7.	Расчёт молниезащиты ОРУ 110 кВ	56
8.	Расчет заземляющего устройства ОРУ 110 кВ	59
9.	Особенности конструкции турбогенераторов серии ТТК	64
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
	Список использованных источников.	66

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства и одним из важнейших элементов в процессе производства электрической энергии являются тепловые электростанции (ТЭС), на которых производится до 68% всей электроэнергии единой энергетической системы России. Среди всех ТЭС выделяют конденсационные электростанции (КЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

ТЭЦ предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплом. Являясь, как и КЭС, тепловыми электростанциями, они отличаются от последних использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электроэнергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с отдельным энергоснабжением, т. е. выработкой электроэнергии на КЭС и получением тепла от местных котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое распространение в районах (городах) с большим потреблением тепла и электроэнергии. В целом, на ТЭЦ производится около 25% всей вырабатываемой в стране электроэнергии.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается проект электрической части ТЭЦ установленной электрической мощностью 330 МВт. В качестве основного топлива используется бурый уголь. Система водоснабжения – оборотная с использованием градирен.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

1. Структурная схема ТЭЦ.

Схемы ТЭЦ должны выполняться в соответствии с требованиями в отношении надежности, ремонтпригодности, безопасности обслуживания, удобства эксплуатации, гибкости, возможности расширения, экономичности.

Проектирование главной схемы включает в себя: выбор структурной схемы, выбор источников питания и схемы собственных нужд, выбор и обоснование схем распределительных устройств (РУ), расчет токов короткого замыкания (КЗ) [7].

Главная электрическая схема электростанции является частью схемы энергосистемы. Электроэнергия, вырабатываемая генераторами, передается через трансформаторы и электрические соединения главной схемы и поступает в систему по воздушным и кабельным линиям.

Структурная схема проектируемой ТЭЦ изображена на рисунке 1.

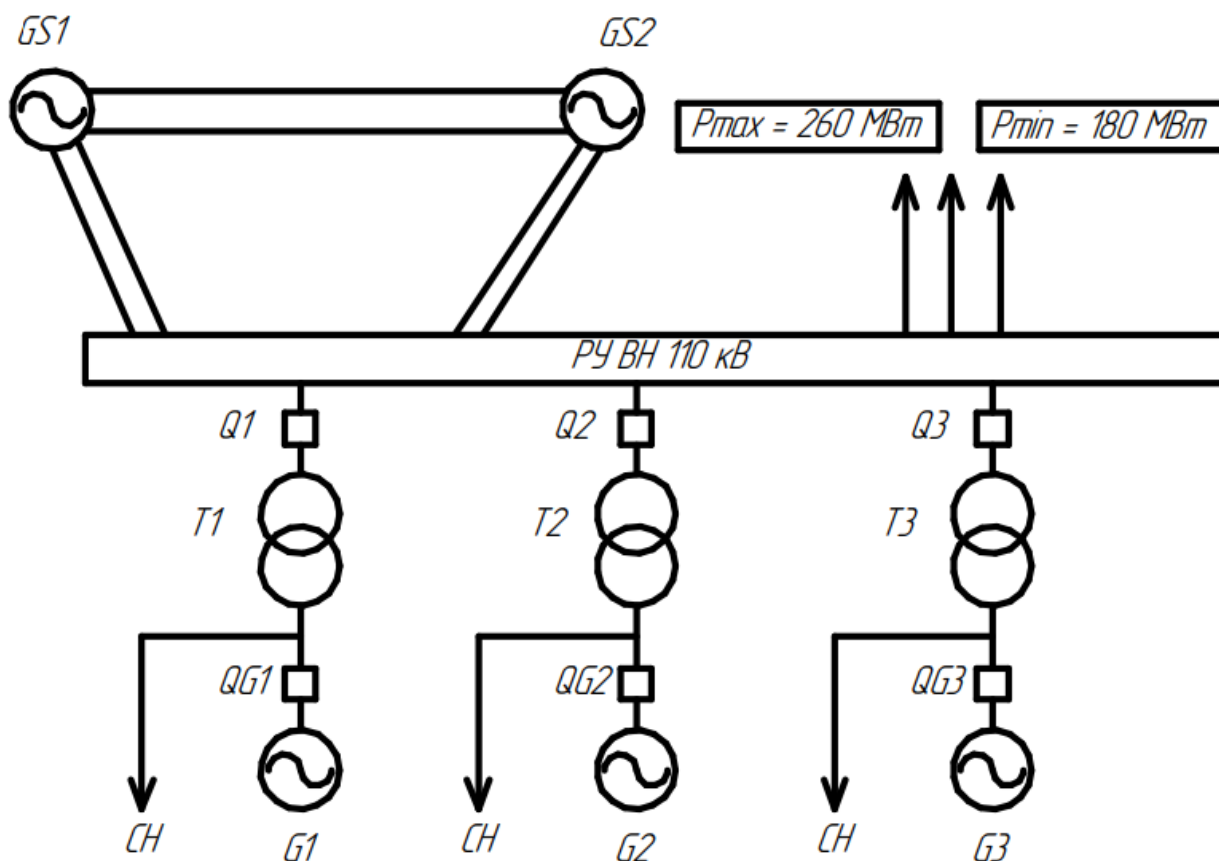


Рисунок 1 — Структурная схема

2. Выбор основного оборудования

2.1 Выбор генераторов

Для проектирования данной станции были выбраны генераторы типа: ТТК-110-2 УЗ-П [1] в количестве 3 шт.

Таблица 1 - характеристики турбогенератора ТТК-110-2 УЗ-П

$n_{\text{ном}}$, об/мин	$S_{G \text{ ном}}$, МВА	$P_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	$\cos\varphi_G$	x''_d	КПД, %
3000	137,5	110	10,5	0,8	0,21	98,4

2.2 Выбор блочных трансформаторов

Предварительно принимаем мощность, потребляемую на собственные нужды станции, равной 10% от установленной [2].

Полная мощность на собственные нужды, МВт:

$$S_{\text{СН}} = S_{\text{СНГ1}} = S_{\text{СНГ2}} = S_{\text{СНГ3}} = S_{G \text{ ном}} \cdot 0,1 \quad (2.1.1)$$

$$S_{\text{СН}} = 137,5 \cdot 0,1 = 13,75$$

Перетоки мощности через блочные трансформаторы для всех схем равны, МВА:

$$S_{\text{Тбл}} = S_{G \text{ ном}} - S_{\text{СН}} \quad (2.1.2)$$

$$S_{\text{Тбл}} = 137,5 - 13,75 = 123,75$$

Выбираем блочные трансформаторы из условия

$$S_{\text{Т.ном}} \geq S_{\text{Тбл}} \quad (2.1.3)$$

$$S_{\text{Т.ном}} \geq S_{\text{Тбл}} = 123,75 \text{ МВА}$$

Из [3] выбираем трансформатор типа ТДЦ-125000/110-У1 УХЛ1.

Таблица 2 – характеристики трансформатора ТДЦ-125000/110-У1 УХЛ1

$S_{\text{Т.ном}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	u_k , %	P_x , кВт	P_k , кВт
125	121	10,5	10,5	120	400

					КП - 13.03.02.04 ПЗ	6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры.

Выбор коммутационной аппаратуры производится по:

- Напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_c$$

- Длительно допустимому току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс.}}$$

Максимальный рабочий ток в цепях блочных трансформаторов, кА:

$$I_{\text{раб.макс.Т}} = \frac{S_{G \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.3.1)$$

$$I_{\text{раб.макс.Т}} = \frac{137,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 0,722$$

Максимальный рабочий ток в цепях генераторов, кА:

$$I_{G\text{раб.макс.}} = \frac{S_{G \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.3.2)$$

$$I_{G\text{раб.макс.}} = \frac{137,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 7,96$$

Предварительно выбираем РУЭН-110 производства «УЭТМ» [4] и ЭГРУ HECS-80 производства АВВ [5]:

Таблица 3 – технические характеристики выключателей

Напряжение, кВ	Тип	U_n , кВ	I_n , А	$I_{n.\text{откл.}}$, кА	$I_{n.\text{вкл.}}$, кА	$\beta_{\text{норм.}}$, %	$i_{\text{пр.скв.}}$, кА	$I_{\text{тер.}}$, кА	$t_{\text{терм.}}$, с	$t_{\text{откл.}}$, с
10,5	HECS-80	20	8500	80	220	75	220	80	3	0,034
110	РУЭН-110	110	2500	40	100	40	100	40	3	0,035

В дальнейшем, после расчетов токов КЗ, выбранные выключатели необходимо проверить на:

- Отключающую способность:

$$I_{н.откл} \geq I_{пт}; i_{а ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_{норм}}{100} I_{н откл} \geq i_{а \tau};$$

Если $I_{н.откл} \geq I_{пт}; i_{а ном} \leq i_{а \tau}$, проверяют по полному току отключения:

$$i_{н откл} = \sqrt{2}I_{н откл} \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geq i_{кт} = i_{пт} + i_{а \tau} = \sqrt{2}I_{пт} + I_{а \tau};$$

- Электродинамическую стойкость:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд};$$

- Термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k.$$

2.4 Определение числа ЛЭП, передающих мощность потребителям

Число линий электропередач:

$$N_W = \frac{P_{max}}{P_{проп}} + 1, \tag{2.4.1}$$

где P_{max} – активная мощность, передаваемая потребителям в максимальном режиме, МВт;

$P_{проп}$ – пропускная способность линий 110 кВ, равная 50 МВт, для линий длиной меньше 50 км [27].

$$N_W = \frac{260}{50} + 1 = 6,2 \approx 7$$

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Выбор проводов ЛЭП, передающих мощность в энергосистемы

Максимальный расчетный ток по ЛЭП, А:

$$I_{\max} = \frac{\sum S_{G \text{ ном}} - \sum S_{\text{СН}} - S_{\min}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot N_W}, \quad (2.5.1)$$

где $\sum S_G$ – суммарная полная мощность генераторов, МВА;

$\sum S_{\text{СН}}$ – суммарная полная мощность на собственные нужды, МВА;

S_{\min} – полная мощность нагрузки в минимальном режиме, МВА.

$$I_{\max} = \frac{(3 \cdot 137,5 - 3 \cdot 13,75 - \frac{180}{0,85}) \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 4} = 209,3$$

Сечение проводников по экономической плотности тока, мм²:

$$F_p = \frac{I_{\max}}{j_{\text{э}}}, \quad (2.5.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² [6, Табл. 1.1.36].

$$F_p = \frac{209,3}{1,1} = 190,3$$

Из [3, Табл. 3.5] выберем провод АСК 240/32. Для линий, связывающих систему 1 с системой 2 принимаем к выбору проводники той же марки.

Таблица 4 – расчетные данные провода АСК 240/32 на напряжение 110 кВ

Число проводов в фазе	r_0 , Ом/км при 20°C	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
1	0,118	0,405	2,808

3. Расчёт токов короткого замыкания.

3.1 Определение параметров схемы замещения

Схему замещения рассчитываем в относительных базисных единицах при приближенном приведении. Базисные напряжения выбираем по номинальному ряду и принимаем равными средним номинальным напряжениям на соответствующих ступенях трансформации. В качестве базисной мощности примем $S_B = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Также при расчете принимаем следующие допущения:

- Пренебрегаем влиянием нагрузки на величину токов КЗ;
- Пренебрегаем активным сопротивлением ЛЭП.

Базисные напряжения на соответствующих ступенях трансформации, кВ:

$$U_{B1} = 10,5;$$

$$U_{B2} = 115;$$

Базисный ток, кА:

$$I_{Bi} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Bi}} \quad (3.1.1)$$

Базисные токи соответствующих ступеней, кА:

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,500$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502$$

Значения ЭДС источников [2, Табл. 3.2], о.е.:

Турбогенераторов G1, G2, G3 – $E_1 = E_2 = E_3 = 1,13$

Энергетических систем GS1, GS2 – $E_4 = E_5 = 1,0$

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сопротивления турбогенераторов G1, G2, G3, о. е.:

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (3.1.2)$$

$$x_1 = x_2 = x_3 = 0,21 \cdot \frac{100}{137,5} = 0,153$$

Сопротивление энергетических систем GS1, GS2 о. е.:

$$x_{GS} = X_C \cdot \frac{S_B}{S_C} \quad (3.1.3)$$

$$x_4 = 0,3 \cdot \frac{100}{4000} = 0,075$$

$$x_5 = 0,25 \cdot \frac{100}{5800} = 0,043$$

Сопротивления трансформаторов T1, T2, T3 о. е.:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{T.ном}} \quad (3.1.4)$$

$$x_6 = x_7 = x_8 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,084$$

Сопротивление ЛЭП, о. е.:

$$x_W = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{БЗ}^2} \quad (3.1.5)$$

Сопротивление ЛЭП РУ-С1, о. е.:

$$x_9 = x_{10} = 0,405 \cdot 40 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,123$$

Сопротивление ЛЭП РУ-С2, о. е.:

$$x_{11} = x_{12} = 0,405 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,153$$

					КП - 13.03.02.04 ПЗ	11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сопротивление ЛЭП С1-С2, о. е.:

$$x_{13} = x_{14} = 0,405 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,184$$

Электрическая схема замещения, составленная на основе структурной схемы станции, представлена на рисунке 2.

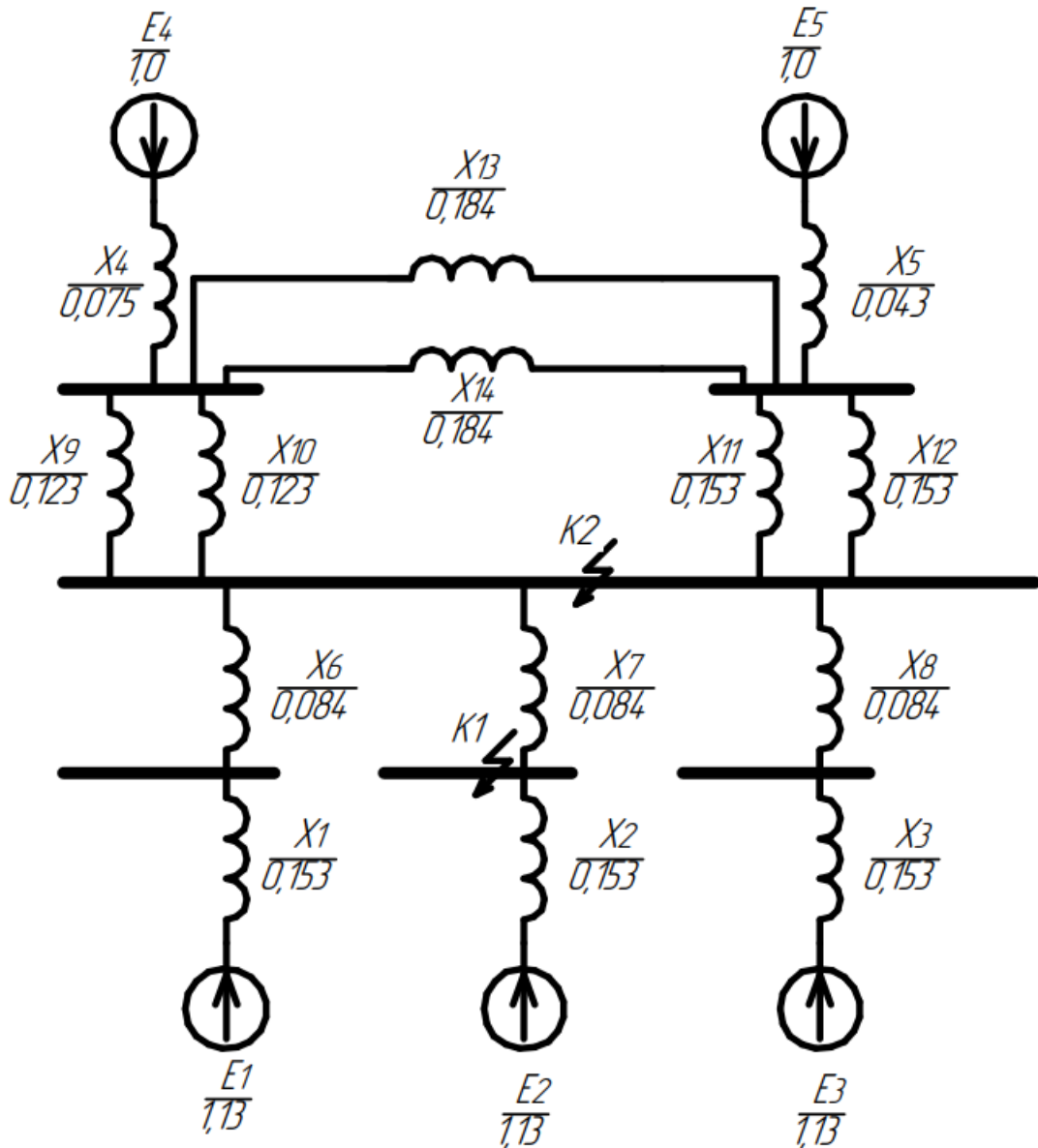


Рисунок 2 – Схема замещения электрической станции

3.2 Определение начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ

В качестве примера рассмотрим трехфазное КЗ в точке К-1 (10,5 кВ). Преобразуем схему замещения для точки К-1:

Последовательно соединённые сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{15} = x_1 + x_6 = 0,153 + 0,084 = 0,237$$

$$x_{16} = x_2 + x_7 = 0,153 + 0,084 = 0,237$$

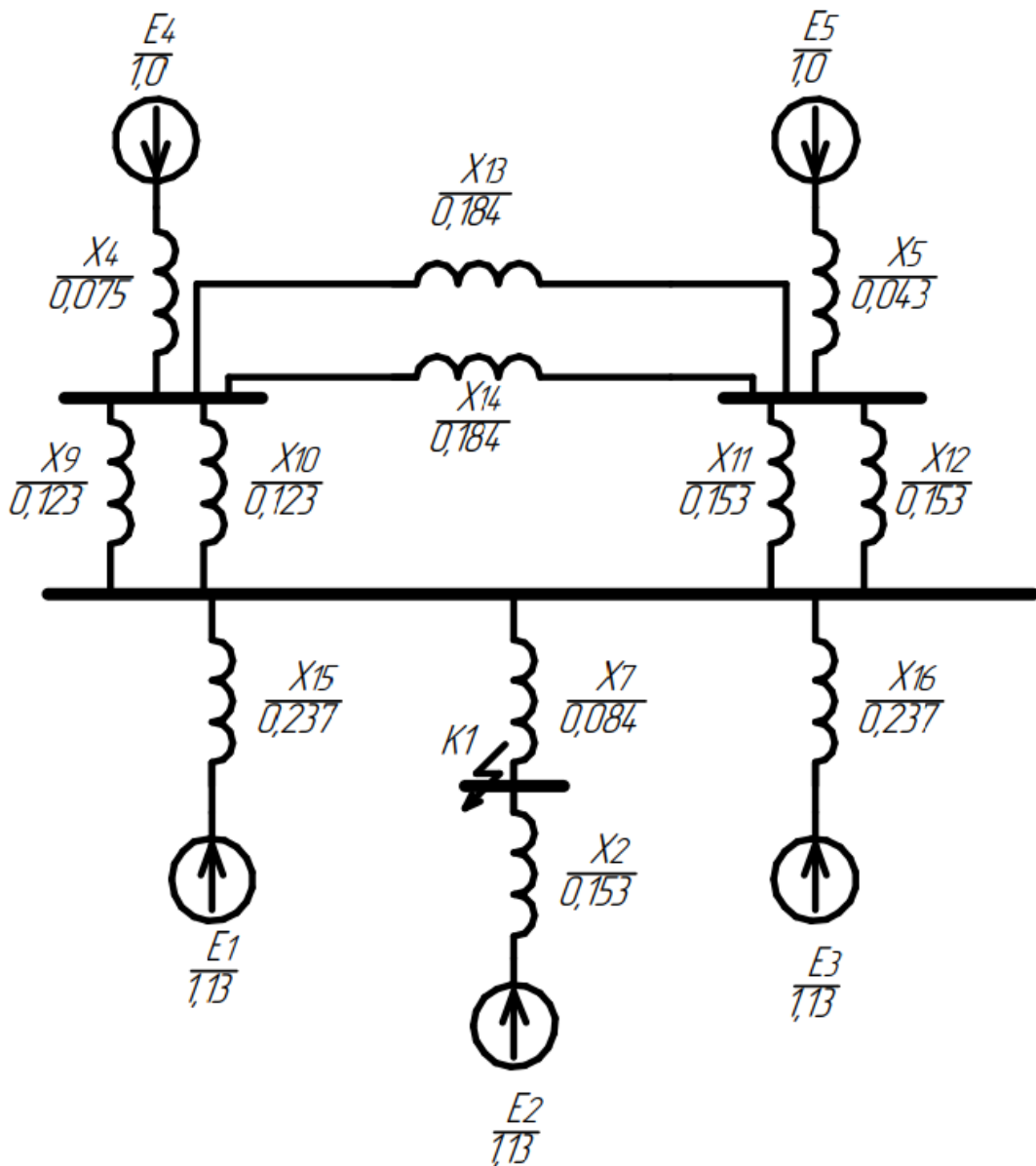


Рисунок 3 – Преобразованная замещения электрической станции 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Параллельно соединенные сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{17} = \frac{x_{15} \cdot x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{0,237 \cdot 0,237}{0,237 + 0,237} = 0,1185$$

$$E_{13} = E_1 || E_3 = \frac{E_1 \cdot x_{16} + E_3 \cdot x_{15}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{1,13 \cdot 0,237 + 1,13 \cdot 0,237}{0,237 + 0,237} = 1,13$$

$$x_{18} = \frac{x_9 \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}} = \frac{0,123 \cdot 0,123}{0,123 + 0,123} = 0,0615$$

$$x_{19} = \frac{x_{11} \cdot x_{12}}{x_{11} + x_{12}} = \frac{0,153 \cdot 0,153}{0,153 + 0,153} = 0,0765$$

$$x_{20} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} = \frac{0,184 \cdot 0,184}{0,184 + 0,184} = 0,092$$

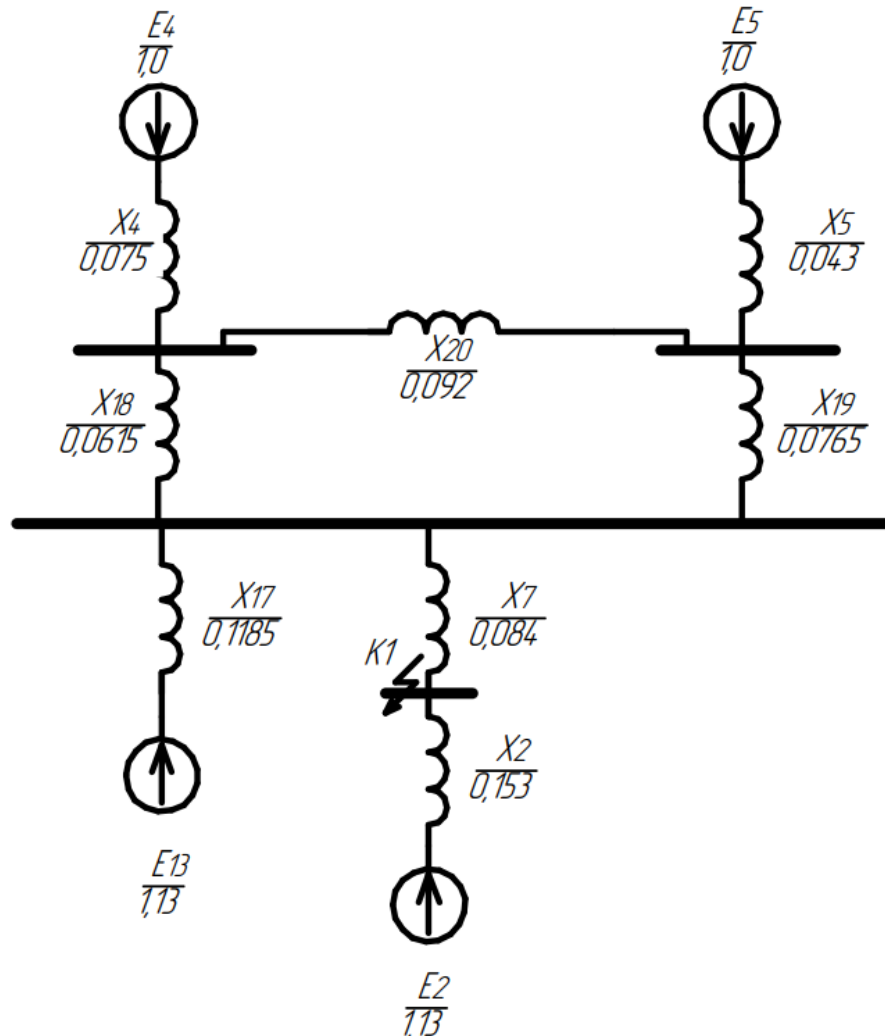


Рисунок 4 – Преобразованная замещения электрической станции 2

Треугольник x_{18}, x_{19}, x_{20} на рисунке 4 преобразуем в схему эквивалентной «звезды»:

$$x_{21} = \frac{x_{18} \cdot x_{19}}{x_{18} + x_{19} + x_{20}} = \frac{0,0615 \cdot 0,0765}{1,38 + 0,306 + 1,66} = 0,0205$$

$$x_{22} = \frac{x_{18} \cdot x_{20}}{x_{18} + x_{19} + x_{20}} = \frac{0,0615 \cdot 0,092}{1,38 + 0,306 + 1,66} = 0,0246$$

$$x_{23} = \frac{x_{19} \cdot x_{20}}{x_{18} + x_{19} + x_{20}} = \frac{0,0765 \cdot 0,092}{1,38 + 0,306 + 1,66} = 0,0306$$

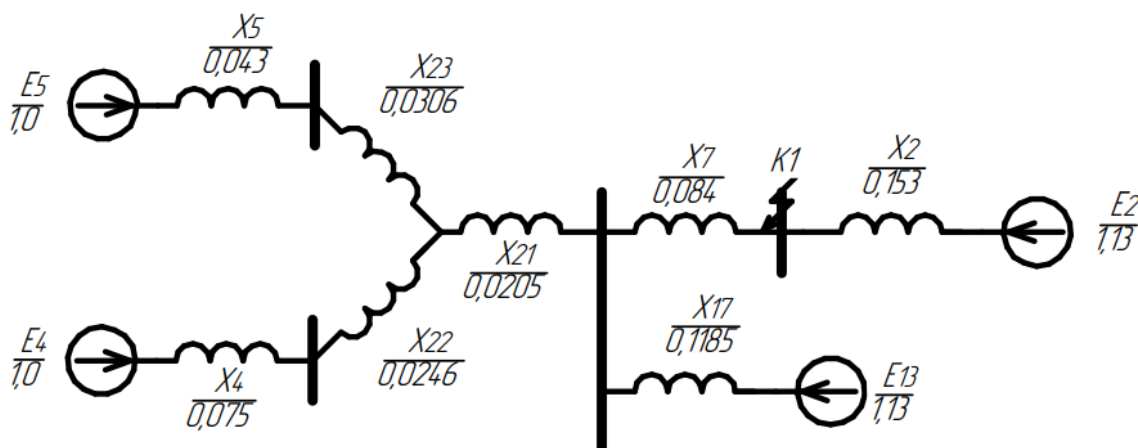


Рисунок 5 – Преобразованная замещения электрической станции 3

Последовательно соединённые сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{24} = x_4 + x_{22} = 0,075 + 0,0246 = 0,0996$$

$$x_{25} = x_5 + x_{23} = 0,043 + 0,0306 = 0,0736$$

Параллельно соединённые сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{26} = \frac{x_{24} \cdot x_{25}}{x_{24} + x_{25}} = \frac{0,0996 \cdot 0,0736}{0,0996 + 0,0736} = 0,0423$$

$$E_{45} = E_4 || E_5 = \frac{E_4 \cdot x_{25} + E_5 \cdot x_{24}}{x_{24} + x_{25}} = \frac{1,0 \cdot 0,0736 + 1,0 \cdot 0,0996}{0,0996 + 0,0736} = 1,0$$

Последовательно соединённые сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{27} = x_{21} + x_{26} = 0,0205 + 0,0423 = 0,0628$$

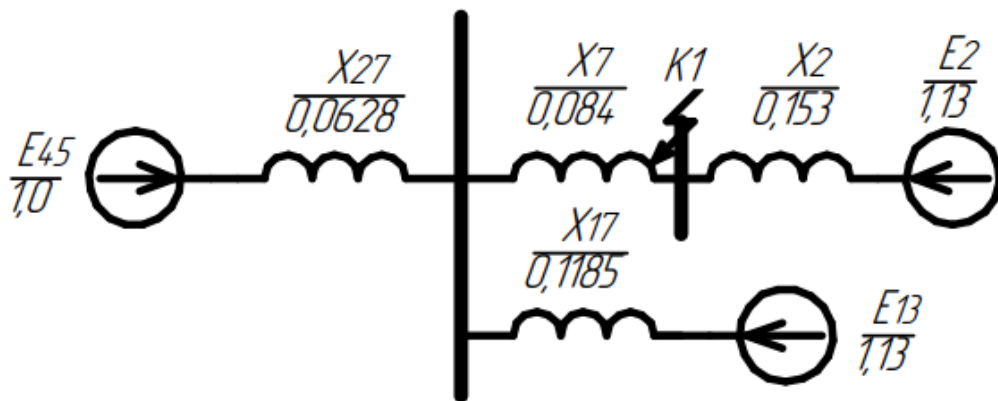


Рисунок 6 – Преобразованная замещения электрической станции 4

Параллельно соединенные сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{28} = \frac{x_{17} \cdot x_{27}}{x_{17} + x_{27}} = \frac{0,1185 \cdot 0,0628}{0,1185 + 0,0628} = 0,041$$

$$E_{1345} = \frac{E_{13} \cdot x_{27} + E_{45} \cdot x_{17}}{x_{17} + x_{27}} = \frac{1,13 \cdot 0,0628 + 1,0 \cdot 0,1185}{0,1185 + 0,0628} = 1,045$$

Последовательно соединённые сопротивления заменим эквивалентными:

$$x_{29} = x_7 + x_{28} = 0,084 + 0,041 = 0,125$$

Полученные значения сопротивлений и ЭДС отобразим на схеме, приведенной на рисунке 7.

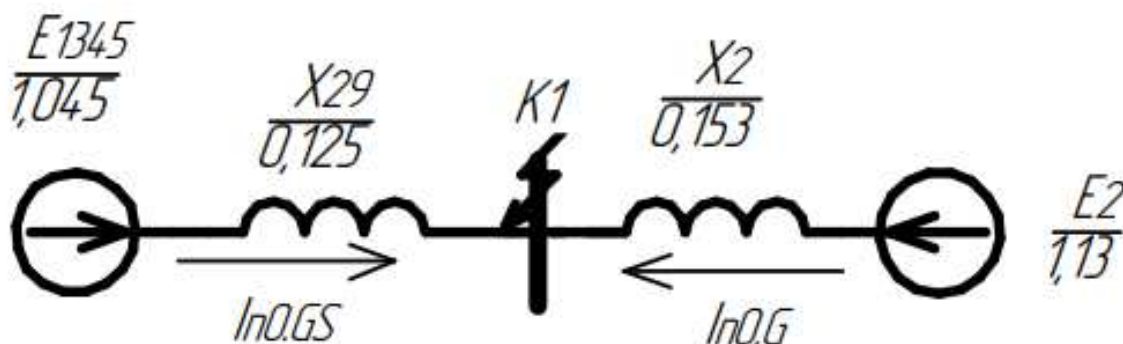


Рисунок 7 – Итоговая схема замещения для точки К-1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Начальное значение периодической составляющей тока от генератора G2, кА:

$$I_{п0,G2} = \frac{E_2}{x_2} \cdot I_{Б1} = \frac{1,13}{0,153} \cdot 5,5 = 40,62$$

Определим начальные значения периодической составляющей токов от системы и генераторов G1, G3, о.е.:

$$I_{п0,GS*} = \frac{E_{1345}}{x_{29}} = \frac{1,045}{0,125} = 8,36$$

Развернем итоговую схему замещения, чтобы определить отдельно ток от системы и от генераторов G1, G3.

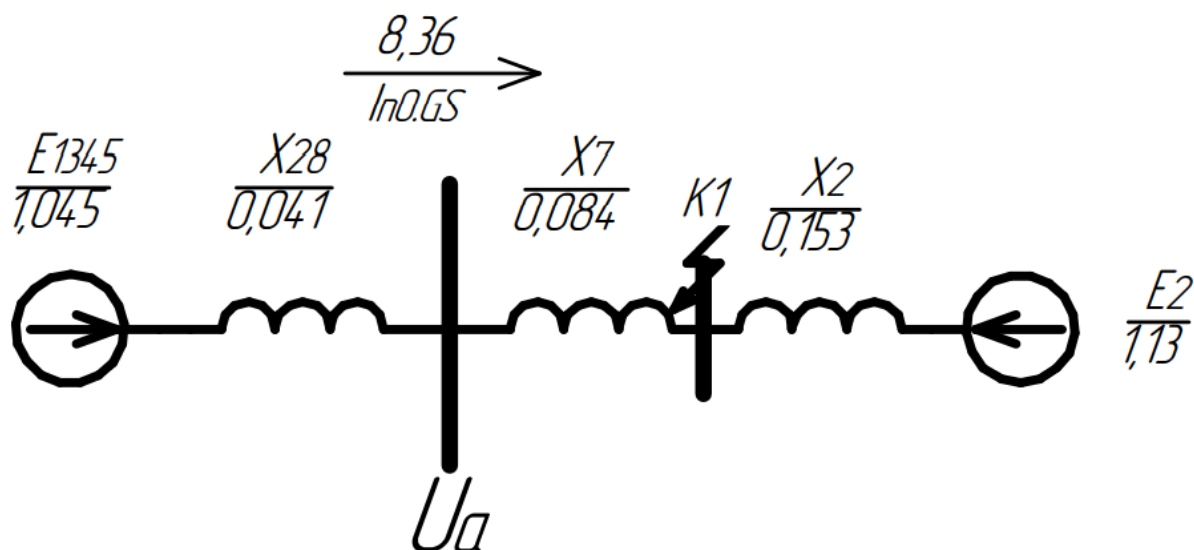


Рисунок 8 – Преобразованная замещения электрической станции 5

Определим падение напряжения на сопротивлении x_7 и потенциал U_a , о.е.:

$$U_a = I_{п0,GS*} \cdot x_7 = 8,36 \cdot 0,084 = 0,702$$

Развернем схему замещения до вида, представленного на рисунке 6 и определим отдельно значения периодической составляющей токов от системы и от генераторов G1, G3.

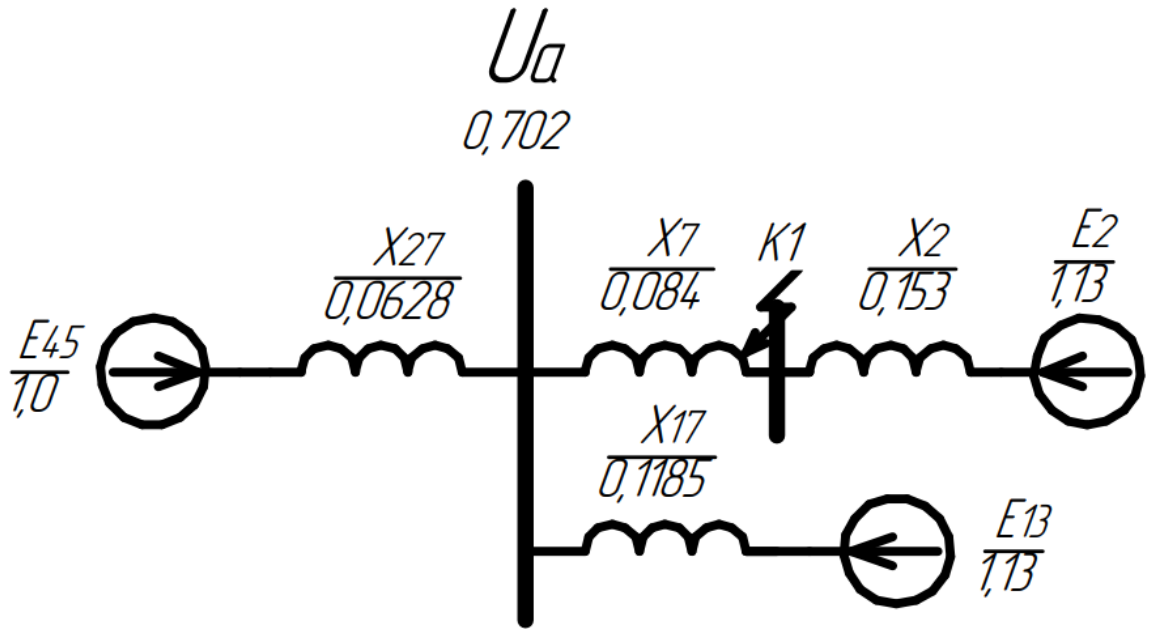


Рисунок 9 – Преобразованная замещения электрической станции б

Начальное значение периодической составляющей тока от генераторов G1,G3, кА:

$$I_{\text{п0,G1,G3}} = \frac{E_{13} - U_a}{x_{17}} \cdot I_{\text{Б1}} = \frac{1,13 - 0,702}{0,1185} \cdot 5,5 = 19,86$$

Начальное значение периодической составляющей тока от системы, кА:

$$I_{\text{п0,G5}} = \frac{E_{45} - U_a}{x_{27}} \cdot I_{\text{Б1}} = \frac{1,0 - 0,702}{0,0628} \cdot 5,5 = 26,1$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА:

$$I_{\text{п0}} = I_{\text{п0,G1,G3}} + I_{\text{п0,G2}} + I_{\text{п0,G5}} = 19,86 + 40,62 + 26,1 = 86,58$$

3.3 Определение ударного тока КЗ

Ударный ток КЗ определяется согласно [2]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{y,G5} \cdot I_{\text{п0,G5}} + \sqrt{2} \cdot k_{y,G2} \cdot I_{\text{п0,G2}} + \sqrt{2} \cdot k_{y,G1,G3} \cdot I_{\text{п0,G1,G3}} \quad (3.3.1)$$

где k_y – ударный коэффициент.

Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей и ударного коэффициента для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ согласно [2, табл. 3.6]:

$$T_{a,GS} = 0,03 \text{ с;}$$

$$k_{y,GS} = 1,717;$$

Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей и ударного коэффициента для турбогенератора ТТК-110-2 УЗ-П, примыкающего к точке КЗ, примем аналогичными турбогенератору ТВФ-110-2ЕУЗ согласно [2, табл. 3.7]:

$$T_{a,G2} = 0,41 \text{ с;}$$

$$k_{y,G2} = 1,976;$$

Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей и ударного коэффициента для блока, состоящего из турбогенератора ТТК-110-2 УЗ-П и повышающего трансформатора ТДЦ-125000/110-У1 УХЛ1, примыкающего к точке КЗ согласно [2, табл. 3.6):

$$T_{a,G1,G3} = 0,26 \text{ с;}$$

$$k_{y,G1,G3} = 1,965;$$

Ударный ток КЗ, кА:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 26,1 + \sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 40,62 + \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 19,86 = 232,1$$

3.4. Расчет апериодической и периодической составляющих тока КЗ в заданный момент времени. Определение интеграла Джоуля

3.4.1. Расчет апериодической составляющей тока КЗ в заданный момент времени

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени $t = \tau$, согласно [2]:

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot I_{п0,GS} \cdot e^{-\frac{\tau_{GS}}{T_{a,GS}}} + \sqrt{2} \cdot I_{п0,G2} \cdot e^{-\frac{\tau_{G2}}{T_{a,G2}}} + \sqrt{2} \cdot I_{п0,G1,G3} \cdot e^{-\frac{\tau_{G1,G3}}{T_{a,G1,G3}}} \quad (3.4.1.1)$$

					КП - 13.03.02.04 ПЗ	19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, с;
 τ – момент разрыва контактов выключателя, с.

$$\tau = t_{3 \min} + t_{c.в.} \quad (3.4.1.2)$$

где $t_{3 \min}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты, равное 0,01 с;

$t_{c.в.}$ – собственное время отключения выключателя по паспортным данным, с.

$$\tau_{GS} = 0,01 + 0,035 = 0,045$$

$$\tau_{G2} = \tau_{G1,G3} = 0,01 + 0,034 = 0,044$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени $t = \tau$, кА:

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot \left(26,1 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} + 40,62 \cdot e^{-\frac{0,044}{0,41}} + 19,86 \cdot e^{-\frac{0,044}{0,26}} \right) = 81,54$$

3.4.2. Расчет периодической составляющей тока КЗ в заданный момент времени

Для системы полагаем, что периодическая составляющая в месте КЗ будет незатухающей, следовательно, имеет место следующее равенство:

$$I_{пт,GS} = I_{п0,GS} = 26,1 \text{ кА}$$

Далее найдем отношение $\frac{I_{п0,G}}{I_{ном}}$, характеризующее электрическую удаленность генераторов от места КЗ, где $I_{ном}$ – номинальный ток КЗ, приведенный к той ступени напряжения, где произошло КЗ, кА:

$$I_{ном} = \frac{n \cdot S_{G \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Bi}} \quad (3.4.2.1)$$

где n – число генераторов.

$$I_{номG2} = \frac{137,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,57$$

$$I_{номG1,G3} = \frac{2 \cdot 137,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 15,14$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КП – 13.03.02.04 ПЗ	
						20

$$D_{\text{котла}} \geq 1,1 \cdot 3 \cdot 485 \cdot 1,04 = 1664,52$$

Выбираем парогенератор Е-420-13,8-560КТ производства «Сибэнергомаш - БКЗ» [8] в количестве 5 штук, с учетом, что один из них резервный.

Справочные данные парогенераторов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – паспортные данные парогенераторов

Тип парогенератора		Е-420-13,8-560КТ
Компоновка		П-образный
Общие параметры	Производительность, т/ч	420
	КПД, %	91,5
Параметры пара	Давление, Мпа (кгс/см ²)	13,8
	Температура, °С	560

4.2 Выбор вспомогательного оборудования

4.2.1 Выбор питательных насосов

Питательные насосы (ПН), которые подают воду в котел, являются наиболее мощными и ответственными механизмами на тепловых электростанциях.

Для ТЭЦ с поперечными связями по пару выбирают общие питательные насосы. Их суммарная производительность должна обеспечивать работу всех котлов при номинальном режиме при останове любого из насосов [9].

Напор ПН принимают на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, МПа:

$$H = (1,3 - 1,5)P_{\text{н}} \quad (4.2.1.1)$$

Расчетная производительность ПН, м³/ч:

$$Q = 1,05Q_{\text{т}} \quad (4.2.1.2)$$

Тогда напор и производительность для одной турбины:

$$H = 1,5 \cdot 12,75 = 19,13$$

$$Q = 1,05 \cdot 485 = 509,25$$

Теперь по известным характеристикам насоса выбираем необходимый для него приводной двигатель ВА02-280S4 [25]. Данные сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – характеристики двигателей

Тип насоса		КсВ-320-85
Тип двигателя		ВА02-280S4
Номинальные параметры	P_H , кВт	132
	U_H , кВ	6
	n_c , об/мин	1500
	η_H , %	95,5
	$\cos\varphi$, о. е.	0,9

4.2.3 Выбор циркуляционных насосов

Циркуляционные насосы подают охлаждающую воду в конденсаторы турбин. Они могут быть расположены в машинном зале или в береговой насосной. Установим ЦН в машинном зале, по два на одну турбину с 50% производительностью каждый. В системах оборотного водоснабжения с градирнями применяются центробежные вертикальные насосы.

За расчетную производительность ЦН принимают величину летнего режима охлаждения, развиваемый напор должен преодолеть гидравлическое сопротивление конденсатора, напорного трубопровода и сливной трубы и т.д. Напор можно принять в пределах 150-300 кПа [9].

Производительность циркуляционных насосов для турбины Т-110/120-130, м³/ч:

$$Q_{\text{охл}} = 16000$$

Тогда объем циркуляционной воды для всей станции, м³/ч:

$$V_{\text{цв}} = n \cdot Q_{\text{охл}} \quad (4.2.3.1)$$

где n – число турбин.

$$V_{\text{цв}} = 3 \cdot 16000 = 48000$$

На станции будет применена обратная система водоснабжения. Для обеспечения необходимого объема воды установим башенные градирни КДБ 1200 производства ООО «Каскад» [23]. Паспортные данные градирен сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – характеристики градирен КДБ 1200

Производительность, м ³ /ч	Давление воды на отметке верха чаши водосборного бассейна, м	Номинальная тепловая нагрузка, кВт	Отметка водораспределительной системы, м
6000-18000	10-20	116500	6,4

Производительность ЦН, м³/ч:

$$Q_{\text{цн}} = \frac{Q_{\text{охл}}}{2} = \frac{16000}{2} = 8000$$

Выбираем к установке на каждую турбину ЦН типа 800В-2,5/100 [9] в количестве 2 шт. Паспортные данные циркуляционных насосов сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – характеристики циркуляционных осевых вертикальных насосов

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление, МПа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт
800В-2,5/40	9400	40(0,4)	600	1400

Теперь по известным характеристикам насосов выбираем необходимый для него приводной двигатель ДВДА2-173/59-10-12УХЛЗ [9]. Данные представим в виде таблицы 14.

Таблица 14 – характеристики двигателей

Тип насоса		800В-2,5/40
Тип двигателя		ДВДА2-173/59-10-12УХЛЗ
Номинальные параметры	P_n , кВт	1600
	U_n , кВ	6
	n_c , об/мин	600
	η_n , %	94,2
	$\cos\varphi$, о. е.	0,84

Расчетная производительность одной мельницы, т/ч:

$$B = \frac{1,1 \cdot 42,55}{3 - 0,95} = 22,83$$

Выбираем к установке на каждый котел молотковые мельницы МВ-2120/600/740 [9] в количестве 3 шт.

Паспортные данные мельниц сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – характеристики мельницы

Тип мельницы	Номинальная производительность, м ³ /ч	$n_{\text{синх}}$ двигателя, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт
МВ-2120/600/740	25	750	400

Теперь по известным характеристикам мельницы выбираем необходимый для нее приводной двигатель ДАЗО4-450УК-8У1 [9]. Данные представим в виде таблицы 18.

Таблица 18 – характеристики двигателей

Тип мельницы		МВ-2120/600/740
Тип двигателя		ДАЗО4-450УК-8У1
Номинальные параметры	$P_{\text{н}}$, кВт	400
	$U_{\text{н}}$, кВ	6
	$n_{\text{с}}$, об/мин	750
	$\eta_{\text{н}}$, %	93,8
	$\cos\varphi$, о. е.	0,81

4.2.6 Выбор тягодутьевых механизмов

Остановка всех дутьевых вентиляторов требует остановки котла. Остановка одного из дутьевых вентиляторов или дымососов приводит к снижению нагрузки блока на 40-50%. Для котлов производительностью более 220 т/ч устанавливают по два насоса и вентилятора с подачей каждого по 50% от номинальной [9].

электросветильников и прочей нагрузки. При этом используют принцип последовательной двухступенчатой трансформации.

3) Распредустройства СН выполняют с одной секционированной системой шин с одним выключателем на присоединение с использованием ячеек КРУ.

4) Резервное питание ответственных и неответственных электроприемников обеспечивают также отбором мощности от главной электрической схемы при соблюдении условия, что места присоединения цепей резервного питания должны быть независимы от мест присоединения цепей рабочего питания. Для особо ответственных потребителей СН предусматривают дополнительный независимый источник энергии [7].

Для электроснабжения собственных нужд станции прием напряжения 6 и 0,4 кВ.

4.3.1 Схема сети 6,3 кВ собственных нужд

Сеть 6 кВ собственных нужд электростанций предназначена для питания электродвигателей мощностью от 200 кВт.

При проектировании схем собственных нужд необходимо обеспечивать определенный уровень надежности работы электростанции в различных режимах. Шины распределустройств 6,3 кВ секционируются и их питание осуществляется не менее чем от двух питающих элементов. Ответственные механизмы дублируются и их питание осуществляется от разных секций СН.

На каждом блоке выполняем две секции собственных нужд 6,3 кВ, что позволяет при рациональном распределении нагрузки между ними сохранить блок в работе при повреждении одной секции.

Питающими элементами сети СН 6,3 кВ являются трансформаторы собственных нужд, они присоединяются ответвлением к блоку между силовым трансформатором и генераторным выключателем. В нашем случае при наличии генераторного выключателя пуск энергоблока и разворот ЭД осуществляется от рабочего ТСН, поэтому резервный ТСН предназначен только для замены рабочего и выбирается по мощности самого мощного рабочего ТСН.

Устанавливаем 1 РТСН, так как в энергоблоках установлены генераторные выключатели, а количество блоков не превышает четырех [2]. Данный трансформатор будет подключен к РУ 110 кВ.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная мощность собственных нужд 0,4 кВ на одну секцию 6 кВ, кВт:

$$P_{\text{секц}} = \frac{\Sigma P_{0,4}}{n} \quad (4.4.3)$$

$$P_{\text{секц}} = \frac{4848}{6} = 808$$

где $n_{\text{секц}}$ – число рабочих трансформаторов собственных нужд.

Так как предельная мощность понизительных трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ ограничивается коммутационной способностью автоматов 0,4 кВ и составляет 1000 кВА [9], то принимаем два рабочих трансформатора собственных нужд 6/0,4 на секцию типа ТСЗ-630/6.

Расчетная мощность рабочего трансформатора собственных нужд, кВА,

$$S_p = \frac{0,8(48478 + 4848)}{3} = 14220,3$$

Выбираем ТСН – ТДНС-16000/20 [4]. В качестве резервного ТСН выбираем ТДН-16000/110 [4]. Характеристики ТСН и РТСН сведены в таблицу 10.

Таблица 24 - характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{вн,кВ}}$	$U_{\text{нн,кВ}}$	$u_{\text{к}}$, %
ТДНС-16000/20	16	10,5	6,3	10,5
ТДН-16000/110	16	115	6,3	10,5

4.5 Расчет токов короткого замыкания на шинах собственных нужд напряжением 6 кВ

4.5.1 Определение параметров эквивалентной схемы замещения

Ранее в п. 3.1 и п. 3.2 был произведен расчет сопротивлений всех элементов и преобразование схемы замещения к эквивалентному виду. В данном пункте произведем расчеты с учетом сопротивлений трансформаторов собственных нужд. Структурная схема с учетом собственных нужд представлена на рисунке 11.

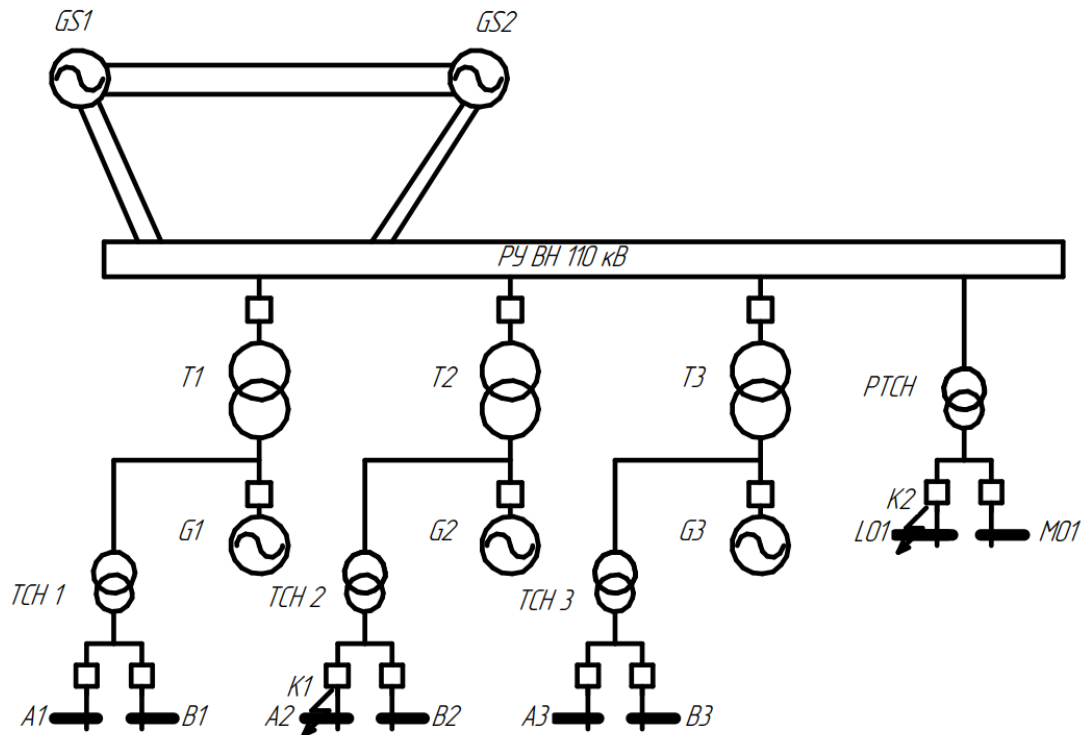


Рисунок 11 – Структурная схема с учетом собственных нужд

Базисная мощность, МВА:

$$S_B = 100;$$

Базисное напряжение, кВ:

$$U_{BI} = 6,3;$$

Базисный ток по формуле (3.1.1), кА:

$$I_{BI} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16$$

Сопротивления ТСН и РТСН по формуле (3.1.4), о.е.,

$$X_{ТСН1} = X_{ТСН2} = X_{ТСН3} = X_{РТСН} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656$$

4.5.2 Расчет токов короткого замыкания

Приведем расчет ТКЗ для точки К-1. Используя данные расчета КЗ на выводах генератора, эквивалентная схема замещения имеет вид, представленный на рисунке 12.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

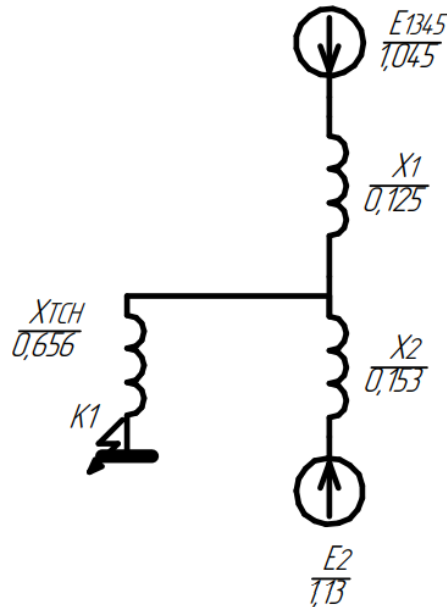


Рисунок 12 – Эквивалентная схема замещения

Параллельно соединенные сопротивления заменим эквивалентными:

$$E = \frac{E_{1345}X_2 + E_2X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1,045 \cdot 0,153 + 1,13 \cdot 0,125}{0,125 + 0,153} = 1,08$$

$$X_3 = \frac{X_1X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,125 \cdot 0,153}{0,125 + 0,153} = 0,069$$

Суммарное сопротивление до точки К-1:

$$X = 0,069 + 0,656 = 0,725$$

И тогда эквивалентная схема замещения имеет вид:

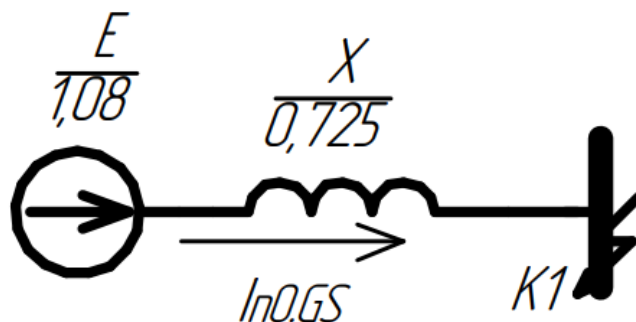


Рисунок 13 – Окончательная схема замещения

Так как при КЗ вблизи двигательной нагрузки на стороне 6,3 кВ место повреждения подпитывается как от электродвигателей, так и от системы, токи от них определяют отдельно.

Для электродвигателей собственного расхода начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА,

$$I_{п0Д} = \Sigma K_{пi} I_{нi} \quad (4.5.2.1)$$

где $K_{пi}$ – кратность пускового тока, о.е.;

$I_{нi}$ – номинальный ток электродвигателя, кА.

Так как к секциям ТСН подключено большое количество разных двигателей, задача расчета значительно усложняется, поэтому заменим эти двигатели одним эквивалентным электродвигателем с параметрами, представленными в таблице 25.

Таблица 25 – параметры эквивалентного электродвигателя

Кратность пускового тока, о.е.	5,6
КПД, о.е.	0,95
Ударный коэффициент, о.е.	1,65
Апериодическая постоянная времени затухания, с	0,04
Периодическая постоянная времени затухания, с	0,07
Коэффициент мощности, о.е.	0,85

Тогда номинальный ток от группы электродвигателей, кА:

$$I_{номД} = \frac{\Sigma P_{ном.дв.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta \cdot \cos\varphi} \quad (4.5.2.2)$$

где $\Sigma P_{ном.дв.}$ – суммарная номинальная мощность всех ЭД наиболее нагруженной секции СН, МВт.

$$I_{номД} = \frac{8,724}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95 \cdot 0,85} = 0,99$$

Начальное значение периодической составляющей, кА:

$$I_{п0Д} = 0,99 \cdot 5,6 = 5,54$$

Действующее значение тока в точке короткого замыкания, кА:

$$I_{пт\Sigma} = I_{птД} + I_{птGS} \quad (4.5.2.3)$$

$$I_{п0\Sigma} = I_{п0Д} + I_{п0GS} \quad (4.5.2.4)$$

Для системы принимаем, что действительное значение периодической составляющей тока, посылаемое к месту КЗ, будет незатухающим и, следовательно, типовые кривые не используем, кА:

$$I_{птGS} = I_{п0GS} = \frac{E}{X} \cdot I_6 \quad (4.5.2.5)$$

Подставив известные величины получим, кА:

$$I_{птGS} = I_{п0GS} = \frac{1,08}{0,725} \cdot 9,16 = 13,27$$

Периодическая составляющая суммарного тока КЗ в начальный момент времени, кА:

$$I_{п0\Sigma} = 5,54 + 13,27 = 18,81$$

Значение периодической составляющей тока от эквивалентного ЭД в заданный момент времени t, кА:

$$I_{птД} = I_{п0Д} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_{пД}}\right)} \quad (4.5.2.6)$$

где $t_{отк} = t_{рЗ} + t_{сВ} = 0,01 + 0,035 = 0,045$ с.

$$I_{птД} = 5,54 \cdot e^{\left(-\frac{0,045}{0,07}\right)} = 2,91$$

Тогда действующее значение периодической составляющей суммарного тока КЗ в заданный момент времени, кА:

$$I_{пт\Sigma} = 2,91 + 13,27 = 16,18$$

При расчете апериодической составляющей и ударного тока КЗ для каждой из ветвей находим эквивалентные постоянные времени и ударные коэффициенты. Тогда значения токов, кА:

$$i_{ат\Sigma} = I_{атД} + I_{атGS} = \sqrt{2} \cdot I_{п0Д} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_{ад}}\right)} + \sqrt{2} \cdot I_{п0GS} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_{аGS}}\right)} \quad (4.5.2.7)$$

$$i_{уд\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{п0Д} \cdot K_{удД} + \sqrt{2} \cdot I_{п0GS} \cdot K_{удGS} \quad (4.5.2.8)$$

Значения постоянной времени затухания аperiodической составляющей и ударного коэффициента для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ, через трансформаторы единичной мощностью 16 МВА, согласно [2, табл. 3.6]:

$$T_{a,GS} = 0,05 \text{ с};$$

$$k_{y,GS} = 1,7;$$

Подставим известные величины, кА:

$$i_{at\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 5,54 \cdot e^{\left(-\frac{0,045}{0,04}\right)} + \sqrt{2} \cdot 13,27 \cdot e^{\left(-\frac{0,045}{0,05}\right)} = 10,17$$

$$i_{yд\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 5,54 \cdot 1,65 + \sqrt{2} \cdot 13,27 \cdot 1,7 = 44,83$$

Для проверки аппаратуры на термическую стойкость определим суммарный интеграл Джоуля от периодической и аperiodической составляющих, кА²с:

$$W = I_{п0GS}^2(t_{отк} + T_{асХ}) + I_{п0Д}^2(0,5T_{пД} + T_{асХ}) + 2 \cdot I_{п0GS} \cdot I_{п0Д}(T_{пД} + T_{асХ}) \quad (4.5.2.9)$$

где $t_{отк} = 0,045$ с – время от начала КЗ до его отключения;

$T_{асХ}$ – суммарная аperiodическая постоянная затухания тока КЗ схемы, с,

$$T_{асХ} = \frac{T_{aGS}I_{п0GS} + T_{aД}I_{п0Д}}{I_{п0GS} + I_{п0Д}} \quad (4.5.2.10)$$

$$T_{асХ} = \frac{0,05 \cdot 13,27 + 0,04 \cdot 5,54}{13,27 + 5,54} = 0,047$$

Тогда интеграл Джоуля, кА²с,

$$W = 13,27^2 \cdot (0,045 + 0,047) + 5,54^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,047) + 2 \cdot 13,27 \cdot 5,54(0,07 + 0,047) = 35,92$$

Аналогично произведем расчет для точки К-2 и результаты представим в таблице 26.

						КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			42

Таблица 26 – результаты расчетов токов КЗ на шинах СН

Точка КЗ	Источник питания	$I_{по}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$B, \text{кА}^2\text{с}$
К-1	Д	5,54	2,91	2,54	12,93	35,92
	GS	13,27	13,27	7,63	31,9	
	Σ	18,81	16,18	10,17	44,83	
К-2	GS	14,03	14,03	8,07	33,73	18,7

5. Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей

5.1 Выбор выключателей и разъединителей

На напряжение 110 кВ в п. 2.3 предварительно было выбрано элегазовое распределительное устройство наружной установки РУЭН-110 производства «УЭТМ», выполненное на базе выключателя ВЭБ-УЭТМ, элегазовых модулей разъединителей – заземлителей с приводом, встроенных трансформаторов тока марки ТВГ-УЭТМ и трансформаторов напряжения марки ЗНГ-УЭТМ.

Проверим устанавливаемые в РУЭН выключатель и разъединитель по необходимым условиям. Расчетные и паспортные данные сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – расчетные и паспортные данные РУЭН-УЭТМ-110

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры выключателя РУЭН-110	Параметры разъединителя РУЭН-110
$U_{сети} \leq U_{н}, \text{кВ}$	110	110	110
$I_{раб.мах} \leq I_{н}, \text{А}$	722	2500	2500
$I_{пт} \leq I_{откл.н}, \text{кА}$	39,35	100	100
$i_{ат} \leq i_{аном}, \text{кА}$	14,97	40	-
$i_{уд} \leq I_{пр.скв}, \text{кА}$	11,09	22,63	-
$B_{к} \leq I_{т}^2 \cdot t_{т}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	211,00	4800	4800

РУЭН соответствует всем необходимым требованиям. Окончательно выбираем РУЭН-«УЭТМ»-110.

На генераторном напряжении в п. 2.3 предварительно было выбрано элегазовое генераторное распределительное устройство, включающее в себя генераторный выключатель, разъединитель, заземлитель, конденсаторы и шкаф управления. Расчетные и паспортные данные генераторного выключателя и разъединителя в составе ЭГРУ сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – расчетные и паспортные ЭГРУ (20 кВ)

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры выключателя ЭГРУ HECS-80	Параметры разъединителя ЭГРУ HECS-80
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10,5	20	20
$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	7960	8500	8500
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.н}}, \text{кА}$	118,57	220	220
$i_{\text{а тi}} \leq i_{\text{а ном}}, \text{кА}$	45,96	80	-
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	51,6	84,85	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6600,9	19200	19200

ЭГРУ соответствуют всем необходимым требованиям. Окончательно выбираем ЭГРУ HECS-100.

Максимальный рабочий ток в цепи КРУ 6 кВ протекает через вводной выключатель и равен, А:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{н ТСН}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (5.1.1)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{16}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 733$$

Принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ ZETO производства «ЗЭТО» [12]. Шкафы данного КРУ могут комплектоваться различными силовыми выключателями. Основное исполнение шкафов - с выключателями VF 12, также возможно применение выключателей SION, EVOLIS, ВВ/TEL, HD4, LF и VD4. Установим в шкафы КРУ вакуумные выключатели ВВ/TEL [26]. Расчетные и паспортные данные КРУ сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – расчетные и паспортные данные выключателей КРУ

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры выключателя КРУ
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	6	10
$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	733	1000
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.н}}, \text{кА}$	13,27	20
$i_{\text{а тi}} \leq i_{\text{а ном}}, \text{кА}$	7,63	11,31
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	31,9	51
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	35,92	1200

5.2 Выбор генераторного токопровода

Соединения генераторов 60 МВт и выше с повышающим силовым трансформатором рекомендуется выполнять комплектными пофазно-экранированными токопроводами (КЭТ) [17]. Данные токопроводы могут быть укомплектованы трансформаторами тока ТШЛ, трансформаторами напряжения ЗНОЛ и ограничителями перенапряжения ОПН-П. Выбираем токопровод типа ТЭНЕ-20-8000-300 [11]. Расчетные и паспортные данные сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – расчетные и паспортные данные токопровода

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры токопровода ТЭНЕ-20-8000-300
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10,5	20
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	7960	8000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	118,57	300
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6600,9	43200

В блоках генератор-трансформатор отпайка от генераторного токопровода до трансформатора собственных нужд также выполняется в виде КЭТ. Определим максимальный рабочий ток, протекающий по отпайке трансформатора собственных нужд со стороны ВН, кА:

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{н ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н ТСН}}^{\text{ВН}}} \quad (5.2.1)$$

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{ВН}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,88$$

Выбираем КЭТ типа ТЭНЕ-10-3150-250 [11]. Расчетные и паспортные данные сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – расчетные и паспортные данные токопровода

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры токопровода
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	10,5	10,5
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	880	3150
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	232,1	250
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	8229,7	30000

Соединение ТСН с КРУ на стороне 6 кВ будет выполнено с помощью комплектных закрытых токопроводов (ТКЗ).

Максимальный рабочий ток, протекающий по отпайке трансформатора собственных нужд со стороны НН, кА:

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{Н ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н ТСН}}^{\text{НН}}} \quad (5.2.2)$$

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{НН}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,47$$

Выбираем ТКЗ типа ТЗК-6-1600-81 [11]. Расчетные и паспортные данные сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – расчетные и паспортные данные токопровода

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры токопровода
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	6	6
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \text{ А}$	1470	1600
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{ кА}$	31,9	81
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	35,92	2976,75

5.3 Выбор сборных шин и ошинок для ОРУ 110 кВ

В данном проекте будет применена жесткая ошиновка так как перед гибкой она обладает рядом преимуществ: позволяет упростить процесс монтажа и дальнейшей эксплуатации, уменьшить площадь ОРУ и расход металлоконструкций.

Согласно ПУЭ [6, п. 1.3.28] ошиновка в пределах ОРУ проверке по экономической плотности тока не подлежит.

Выбор сечения шин производится по допустимому току при максимальной нагрузке (по нагреву), А:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}$$

По формуле (2.3.1):

$$I_{\text{раб.мах}} = I_{\text{раб.макс.Т}} = 722$$

Выбираем жесткие шины ШНК1-1АС400-110/2000 УХЛ1 производства «ЗЭТО» с гибкими ответвлениями выполненными проводами марки АС-400/51. В комплект входят: трубчатые шины, опорные изоляторы, токовые компенсаторы, шинодержатели, держатели для внутриячейковых связей, зажимы для присоединения гибких спусков, металлоконструкции. Ошиновка сборных шин ОРУ выполнена из алюминиевого сплава 1915Т [12]. Паспортные данные сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – характеристики жесткой ошиновки

	U _н , кВ	I _{доп.ном} , А	F, мм ²	d, мм	i _{пр.скв} , кА	I _{тер} , кА	t _{терм} , с	l, м	a, м
Сборные шины	110	2000	8659	105	102	40	3	9	1,5
Гибкие спуски	110	825	445,66	27,5	-	-	-	-	2,5

Жесткие шины:

$$722 \leq 2000;$$

Гибкие спуски:

$$722 \leq 825;$$

Условие выполняется.

Проверка на термодинамическую стойкость жестких шин при коротких замыканиях:

$$q_{min} \leq q_{станд}$$

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости, мм²;
 $q_{станд}$ – выбранное сечение, мм².

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \tag{5.3.1}$$

где $C_T = 66$ для шин из алюминия 1915Т [2].

$$q_{min} = \frac{\sqrt{211} \cdot 10^3}{66} = 220 \text{ мм}^2$$

$$220 \leq 8659$$

Шины термически стойки.

Проверка на термодинамическую стойкость гибких спусков при коротких замыканиях:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{211} \cdot 10^3}{76} = 191 \text{ мм}^2$$

где $C_T = 76$ для проводов АС [2].

$$191 \leq 445,66$$

Гибкие спуски термически стойки.

Проверка жестких шин на электродинамическую стойкость:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (5.3.2)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;
 J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;
 q – поперечное сечение шины, см².

Момент инерции поперечного сечения шины, см⁴:

$$J = \frac{\pi d^4}{64} \quad (5.3.3)$$

$$J = \frac{\pi \cdot 10,5^4}{64} = 596,66$$

Частота собственных колебаний, Гц:

$$f_0 = \frac{173,2}{9^2} \sqrt{\frac{596,66}{86,59}} = 5,61$$

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если частота собственных колебаний системы меньше 30 Гц и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает [2]. Тогда шины динамически устойчивы.

Проверка гибких спусков на электродинамическую стойкость не требуется так как $I_{п0} < 20$ кА [2].

Проверка жестких шин по условию коронирования:

$$E_{\text{макс}} \leq E_0$$

где $E_{\text{макс}}$ – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см;

E_0 – напряженность электрического поля вокруг проводов, кВ/см.

Согласно стандарту ФСК [13, п.1.3] данное условие выполняется при:

$$D_{\text{доп}} \leq D$$

Где $D_{\text{доп}} = 9$ – минимально допустимый диаметр шин по условию короны [13, табл. 1.1], мм;

D – внешний диаметр выбранных шин, мм.

$$9 \leq 105$$

Условие выполняется.

Проверка гибких спусков по условию коронирования:

$$E_{\text{макс}} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (5.3.4)$$

Где $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см;

$r_0 = 1,375$ – радиус провода, см.

При горизонтальном расположении проводов фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D$$

Где $D_{\text{ср}} = 2500$ – расстояние между проводами фаз, см;

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 2500 = 3150$$

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E_{\text{макс}} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,375 \cdot \lg \frac{250}{1,375}} = 12,53$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (5.3.5)$$

Где $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода [2];

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,18$$

$$12,53 \leq 31,18$$

Условие выполняется.

Проверка жестких шин на механическую прочность:

$$\sigma_{\text{max}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

Где σ_{max} – механическое напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента из-за КЗ, МПа;

$\sigma_{\text{доп}} = 223$ – допустимое напряжение с учетом снижения прочности в местах сварки [2, табл.4.2], МПа.

$$\sigma_{\text{max}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 32 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{\pi d^3 \cdot a}$$

$$\sigma_{\text{max}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 32 \cdot \frac{39350^2 \cdot 9^2}{\pi 10,5^3 \cdot 1,5} = 12,74$$

$$12,74 \leq 223$$

Условие выполняется.

Жесткая ошиновка ШНК1-1АС400-110/2000 УХЛ1 полностью удовлетворяет необходимым требованиям.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

5.5 Выбор длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ 110 кВ

В качестве проводников, связывающих блочные трансформаторы с ОРУ 110 кВ, аналогично гибким спускам жесткой ошиновки будут применены провода АС-400/51, так как данные проводники были проверены в п. 5.3 и удовлетворяют всем необходимым условиям.

5.6 Выбор длинных связей РТСН с ОРУ 110 кВ

Максимальный рабочий ток в цепи РТСН со стороны ВН по формуле (5.2.1), А:

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{ВН}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84$$

Выбор сечения по экономической плотности тока по формуле (2.5.2), А:

$$F_{\text{р}} = \frac{84}{1,1} = 76$$

Из [3, Табл. 3.5] выберем провод АС 95/16.

Таблица 34 – Характеристики АС 95/16

U _н ,кВ	I _{доп.ном} ,А	F,мм ²	d,мм
110	330	111,33	13,5

Проверка по допустимому току (по нагреву), А:

$$84 \leq 330;$$

Условие выполняется.

Проверка на термодинамическую стойкость жестких шин при коротких замыканиях:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{18,7} \cdot 10^3}{76} = 54 \text{ мм}^2$$

$$54 \leq 111,33$$

Шины термически стойки.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка на электродинамическую стойкость не требуется так как $I_{п0} < 20$ кА [2].

Проверка по условию коронирования:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля по формуле (5.3.4), кВ/см:

$$E_{\text{макс}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,675 \cdot \lg \frac{250}{0,675}} = 22,46$$

Напряженность электрического поля вокруг проводов (5.3.5), кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,89$$

$$22,46 \leq 33,89$$

Условие выполняется.

5.5 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, подключенной к трансформаторам тока и напряжения. Трансформаторы тока выбираются по номинальным параметрам U_H и I_H , а затем проверяются по условиям термической и электродинамической стойкости.

Трансформаторы напряжения выбираются в соответствии с номинальным напряжением силовой цепи [2].

Выбранные трансформаторы, расчетные и номинальные параметры сведем в ряд соответствующих таблиц.

5.5.1 В цепи ОРУ 110 кВ

На ОРУ 110 кВ будут установлены РУЭН-УЭТМ-110 со встроенными блоками ТТ и ТН, выполненными на базе ТВГ-УЭТМ-110 и ЗНГ-УЭТМ-110 соответственно [4]. Так как данные блоки изготовлены специально для работы в составе РУЭН, можно принять предельный сквозной ток КЗ и ток термической стойкости трансформатора тока равными соответствующим токам РУЭН. Расчетные и паспортные данные сведены в таблицу 35.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 35 – Характеристики блока ТТ РУЭН-УЭТМ-110

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры блока ТТ РУЭН-УЭТМ -110
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	722 А	750 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	39,35 кА	100 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	211,00 кА ² · с	4800 кА ² · с

Таблица 36 – Характеристики блока ТН РУЭН-УЭТМ-110

Тип трансформатора напряжения	Класс напряжения
блок ТН РУЭН-УЭТМ-110	110 кВ

5.5.2 В цепи блочных трансформаторов и РТСН (110 кВ)

Аналогично РУЭН, на выводах 110 кВ блочных трансформаторов и РТСН будут установлены трансформаторы тока ТВГ-УЭТМ-110.

Таблица 37 – Выбор ТТ блочных трансформаторов

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры трансформатора тока ТВГ-УЭТМ-110
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	722 А	750 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	39,35 кА	100 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	211,00 кА ² · с	4800 кА ² · с

Таблица 38 – Выбор ТТ РТСН

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры трансформатора тока ТВГ-УЭТМ-110
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \text{А}$	84 А	100 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	33,73 кА	100 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	18,7 кА ² · с	4800 кА ² · с

5.5.3 На генераторном напряжении 10,5 кВ

В качестве трансформаторов тока в цепи генератора и на отпайке к трансформатору собственных нужд будут установлены ТШЛ-СВЭЛ-20-2. Данные ТТ будут установлены в КЭТ.

Таблица 39 – Характеристики ТТ генераторов

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры трансформатора тока ТШЛ-СВЭЛ-20-2
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$	10,5 кВ	20 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$	7960 А	8000 А
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	6600,9 кА ² · с	91875 кА ² · с

Таблица 39 – Характеристики ТТ на отпайке к ТСН

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры трансформатора тока ТШЛ-СВЭЛ-20-2
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$	10,5 кВ	20 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$	880 А	1000 А
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	8229,7 кА ² · с	91875 кА ² · с

Электродинамическая стойкость шинных ТТ определяются устойчивостью самих шин РУ по данному условию не проверяются [2].

В качестве трансформаторов напряжения в цепи генератора будут установлены ЗНОЛ-СВЭЛ-10.

Таблица 40 – Характеристики ТН генератора

Тип трансформатора напряжения	Класс напряжения
ЗНОЛ-СВЭЛ-10	10 кВ

5.5.4 В КРУ 6,3 кВ

Выбранное КРУ ЗЭТО в п. 5.1 предусматривает установку в ячейки трансформаторов тока ТОЛ и трансформаторов напряжения ЗНОЛ. Установим в ячейки КРУ ТТ ТОЛ-СВЭЛ-10-1 и ТН ЗНОЛ-СВЭЛ-10.

Таблица 41 – Выбор ТТ в КРУ

Условие выбора	Расчетные параметры	Параметры трансформатора тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$, кВ	6,3 кВ	6,3 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$, А	733 А	800 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}$, кА	44,83	102
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$, кА ² · с	35,92	1600

Таблица 42 – Выбор ТН в КРУ

Тип трансформатора напряжения	Класс напряжения
ЗНОЛ-СВЭЛ-10	6 кВ

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения

В настоящее время для защиты сетей высокого напряжения и оборудования станций и подстанций от атмосферных и коммутационных перенапряжений используют ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), выполненные в виде резисторов на основе оксида цинка с нелинейной ВАХ. Ограничители перенапряжения выбираются в соответствии с номинальным напряжением силовой цепи. Выберем ограничители перенапряжения с полимерной изоляцией ОПН-П производства ЗАО «ЗЭТО» [12].

Выбранные ограничители перенапряжения, расчетные и номинальные параметры сведем в таблицу 43.

Таблица 43– выбор ОПН

Тип ОПН	Класс напряжения
ОПН-П1-6/6,9/10/2 УХЛ1	6 кВ
ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ1	10 кВ
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110 кВ

6 Выбор схемы ОРУ 110 кВ

На ОРУ 110 кВ суммарное количество присоединений равняется 15:

- 4 воздушные линии, передающие электроэнергию в энергосистему;
- 7 воздушных линий, передающих электроэнергию в потребителям;
- 3 блочных трансформатора;
- 1 резервный трансформатор собственных нужд.

						КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			55

При числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин применяются схемы 13 (две рабочие системы шин) и 13Н (две рабочие и обходная системы шин) [15, 16]. При повреждении шины или ее выводе в ремонт отключение присоединения на время оперативных переключений, связанных с переводом присоединений на другую систему шин, допустимо. В схеме будут применены РУЭН, обладающие высокой надежностью.

По указанным выше причинам также выберем схему с двумя рабочими системами шин. Для обеспечения дополнительной надежности одну рабочую систему шин секционируем и подключим блочные трансформаторы к разным секциям. Таким образом даже при КЗ сразу на двух рабочих системах шин один блок и часть присоединений останутся в работе.

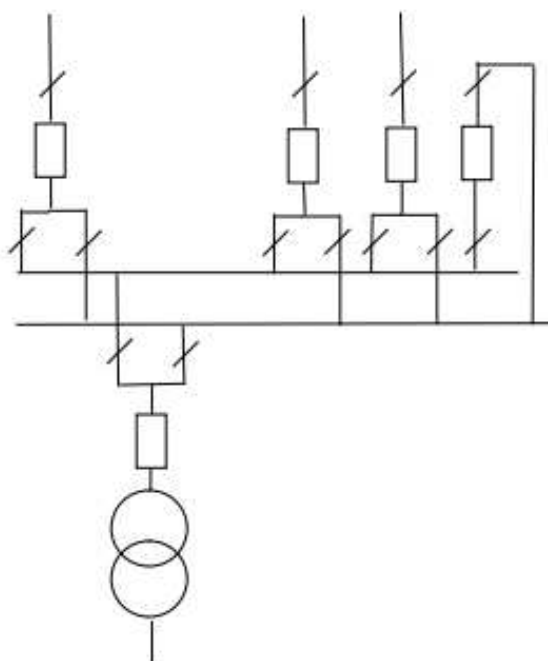


Рисунок 14 –Схема ОРУ две рабочие системы шин

7. Расчёт молниезащиты ОРУ 110 кВ

ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны быть защищены от прямых ударов молнии. В ОРУ 110 кВ и выше молниеотводы устанавливаются на металлических конструкциях, присоединенных к заземляющему контуру станции [20]. Так как электрические станции и подстанции по [6] относятся к специальным объектам, вероятность их защиты от ударов молнии должна быть не менее 0,995.

Расчёт молниезащиты произведём для ячейки присоединения блочного трансформатора, остальные ячейки будут защищены от ударов молний

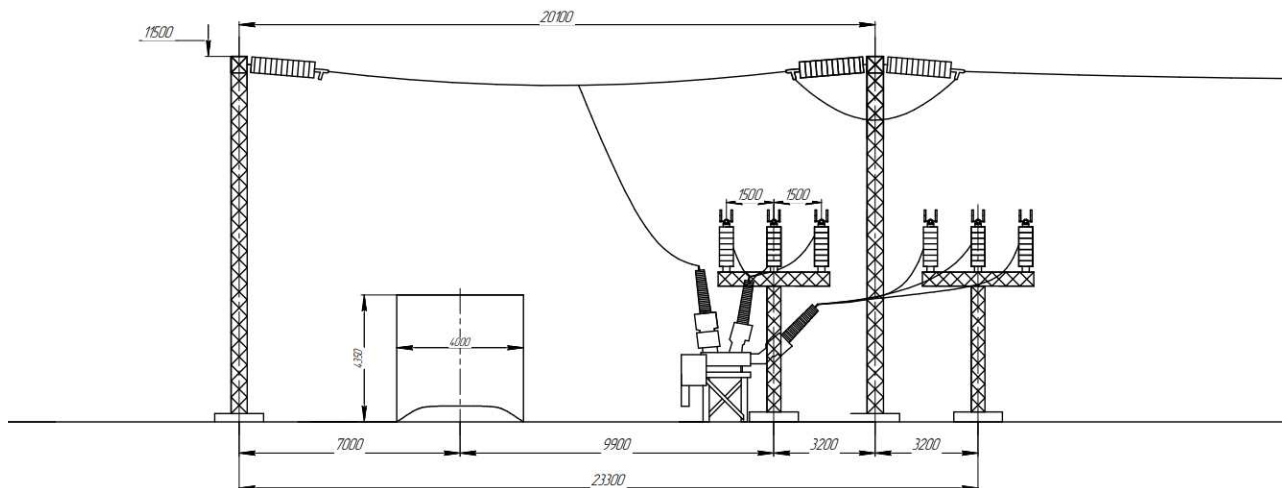


Рисунок 15 – ОРУ 110 кВ по схеме две рабочие системы шин. Разрез по ячейке трансформатора

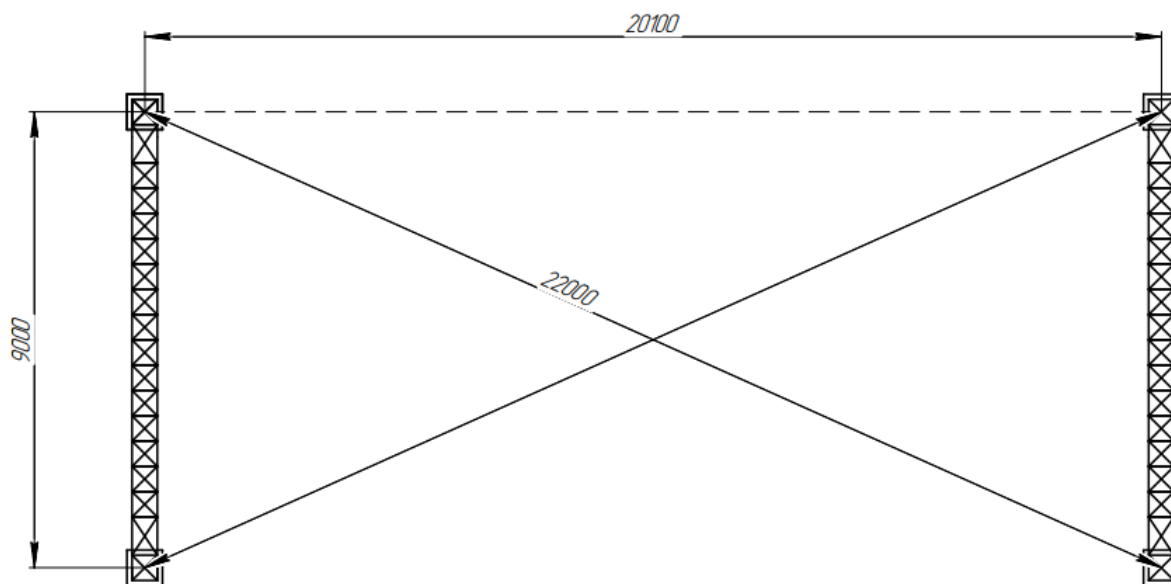


Рисунок 16 – Наибольший прямоугольник в схеме расположения молниеотводов

Наиболее возвышающийся объект ОРУ – линейный портал высотой $h_x=11,5$ м.

Предварительно примем к установке молниеотвод высотой $h=21$ м.

Высота конуса защиты молниеотвода, м:

$$h_0 = 0,72 \cdot h \quad (7.1)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 21 = 15,12$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КП – 13.03.02.04 ПЗ

Радиус конуса защиты молниеотвода, м:

$$r_0 = 0,7 \cdot h \quad (7.2)$$

$$r_0 = 0,7 \cdot 21 = 14,7$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (7.3)$$

$$r_x = \frac{14,7 \cdot (15,12 - 11,5)}{15,12} = 3,52$$

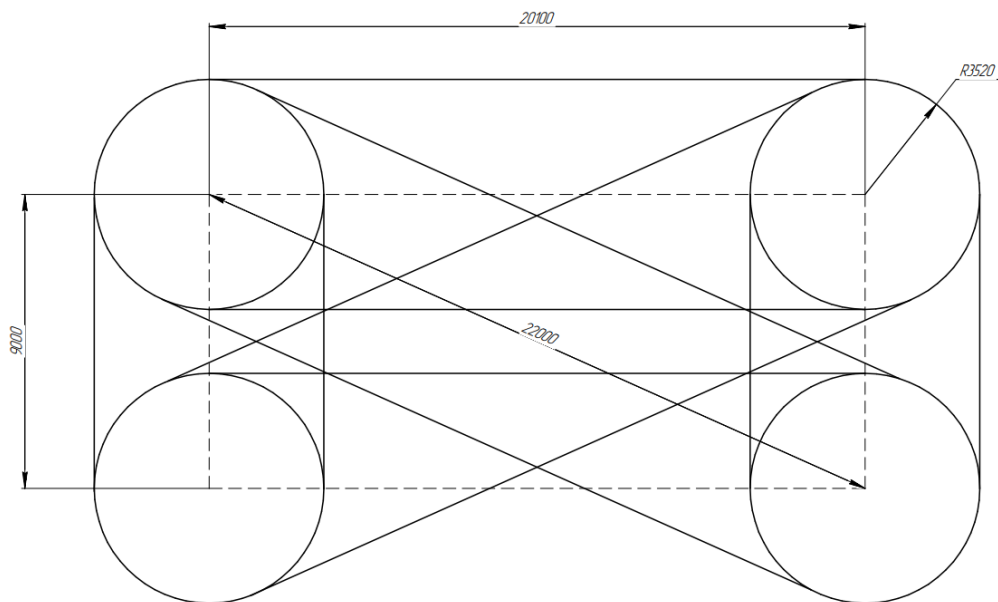


Рисунок 17 – Зона защиты молниеотводов на высоте h_x

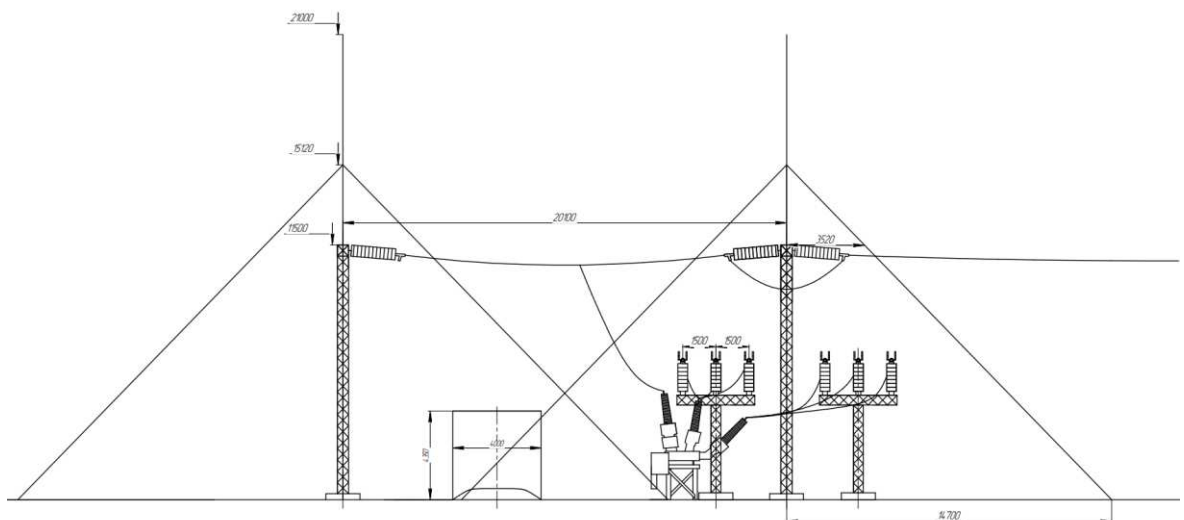


Рисунок 18 – Зона защиты молниеотводов в разрезе

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КП – 13.03.02.04 ПЗ

В ячейках, где нет возможности установить молниеотводы на линейные порталы, будут установлены молниеотводы МОГК-21 [21].

Таблица 14 – Технические характеристики молниеотвода МОГК-21

Общая высота, м	Нижний диаметр, мм	Размер опорного фланца, мм
21	370	580

Окончательно принимаем к установке на ОРУ молниеотводы высотой 21 метр. Таким образом РУ будет полностью защищено от ударов молнии.

8. Расчет заземляющего устройства ОРУ 110 кВ

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учётом сопротивления или допустимого напряжения прикосновения. В установках напряжением 110 кВ и выше с большими токами замыкания на землю сопротивление заземляющего устройства должно быть $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$. [6]

Такое нормированное сопротивление приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала. Опыт эксплуатации ОРУ 110 кВ и выше позволяет нормировать напряжение прикосновения, а затем рассчитывать величину допустимого сопротивления заземляющего устройства $R_{3, \text{ доп}}$ [7].

Для заземления ОРУ будет использовано контурное заземляющее устройство, выполняемое из вертикальных заземлителей, соединительных полос, проложенных вдоль оборудования, и выравнивающих полос, проложенных поперечно оборудованию, и, таким образом создающих заземляющую сетку.

Расчёт заземления проводится с учетом того, что удельное сопротивление грунта различно на разных высотах. Так, верхний слой грунта толщиной h имеет удельное сопротивление ρ_1 , а нижний – удельное сопротивление ρ_2 . Длина вертикального заземлителя – L_B , а расстояние между заземлителями – a .

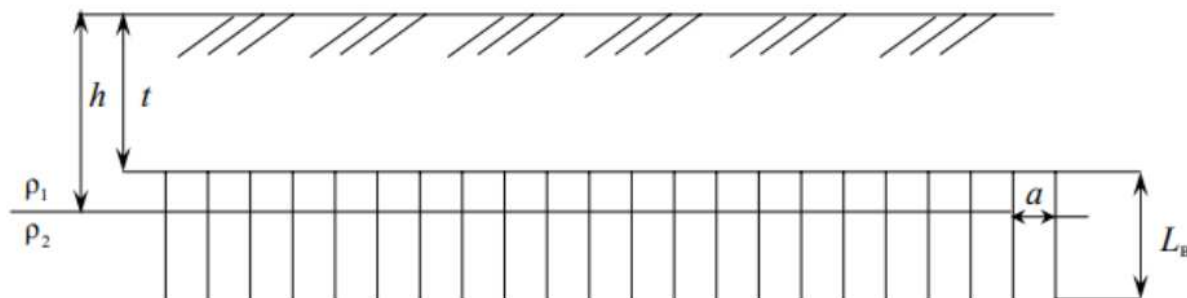


Рисунок 19 – Заземляющее устройство ОРУ

ОРУ состоит из 17 ячеек – 15 присоединений, 1 шиносоединительный выключатель и 1 секционный выключатель, секционирующий одну рабочую систему шин. Площадь ячейки $S_{я} = 23,3 \times 9 \text{ м}^2$. Площадь ОРУ $S = 153 \times 23,3 \text{ м}^2$. Расположим заземлители на расстоянии друг от друга $a = 5 \text{ м}$ и на глубине $t = 0,7 \text{ м}$. Тогда площадь заземляющего S_3 контура будет равна $155 \times 25 \text{ м}^2$.

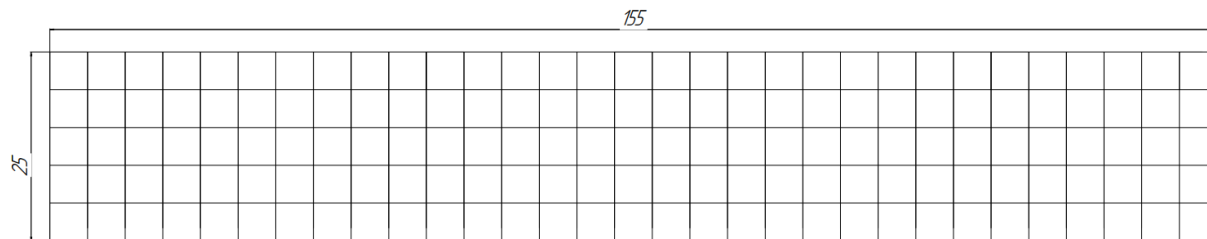


Рисунок 20 – Схема заземляющего устройства

Таблица 44 – Исходные данные для расчёта заземления

$S, \text{ м}^2$	$\rho_1, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_2, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$h, \text{ м}$	$a, \text{ м}$	$t, \text{ м}$	$L_B, \text{ м}$
155 x 25	500	60	2	5	0,7	5

Расчётная длительность воздействия однофазного КЗ по формуле 11, с:

$$\tau = 0,045$$

Предельно допустимое значение напряжения прикосновения с учетом длительности воздействия [22, табл. 3], В:

$$U_{пр} = 500$$

Суммарная длина горизонтальных заземлителей, м:

$$L_{г} = 155 \cdot 6 + 25 \cdot 32 = 1730$$

Параметр, зависящий от соотношения удельных сопротивлений разных слоев грунта, при $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{60} = 8,3$:

$$M = 0,806$$

Коэффициент β , определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней:

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}} \quad (8.1)$$

где $R_{ч}$ – сопротивление тела человека, равное 1000 Ом;

$R_{с} = 1,5 \cdot \rho_1$ – сопротивлению растекания тока от ступней, Ом;

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57$$

Коэффициент прикосновения:

$$K_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_{\text{в}} L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (8.2)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 1730}{5 \cdot \sqrt{153 \cdot 23,3}} \right)^{0,45}} = 0,1$$

Напряжение на заземлителе, В:

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}} \quad (8.3)$$

$$U_{\text{з}} = \frac{500}{0,1} = 5000$$

Ток, стекающий с заземлителя при однофазном КЗ, В:

$$I_{\text{з}} = (0,4 - 0,6) \cdot I_{\text{п0}}^{(1)}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{п0}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ, равный 14570 А;

$$I_{\text{з}} = 0,4 \cdot 14570 = 5829 \text{ А}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{\text{з,доп}} \leq \frac{U_{\text{з}}}{I_{\text{з}}} \quad (8.5)$$

$$R_{\text{з,доп}} \leq \frac{5000}{5829} = 0,858$$

Для дальнейшего расчёта реальное заземляющее устройство ОРУ преобразуем в квадратную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Длина сторон модели, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{155 \cdot 25} = 62,25.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (8.6)$$

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 12,9 \approx 13$$

Длина полос в расчетной модели

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (8.7)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 62,25 \cdot (13 + 1) = 1743$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (8.8)$$

$$b = \frac{62,25}{13} = 4,79$$

Число вертикальных заземлителей, установленных по периметру контура

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{L_{\text{в}}} \cdot L_{\text{в}}} \quad (8.9)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 62,25}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 49,8 \approx 50$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\Sigma \text{в}} = n_{\text{в}} \cdot L_{\text{в}} \quad (8.10)$$

$$L_{\Sigma \text{в}} = 50 \cdot 5 = 250$$

					КП - 13.03.02.04 ПЗ	62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Относительная глубина при $t=0,7$:

$$h_B = \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \quad (8.11)$$

$$h_B = \frac{5 + 0.7}{62,25} = 0,092$$

При $0 \leq h_B \leq 0,1$ находим величину A :

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot h_B \quad (8.12)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,092 = 0,367$$

По ПУЭ [6] для условий:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{60} = 8,3; \quad \frac{a}{L_B} = 1; \quad \frac{h-t}{L_B} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26$$

находим отношение $\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,38$, тогда:

$$\rho_3 = 1,38 \cdot \rho_2 \quad (8.13)$$

$$\rho_3 = 1,38 \cdot 60 = 82,8$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_{\Sigma B}} \quad (8.14)$$

$$R_3 = 0,367 \frac{82,8}{62,25} + \frac{82,8}{1993} = 0,53$$

Сравним общее сопротивление заземлителя с допустимым:

$$R_3 < R_{3, \text{доп}} \quad (8.15)$$

$$0,530 < 0,858$$

					КП - 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Тогда напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} I_3 R_3 \quad (8.16)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot 5829 \cdot 0,530 = 308,8$$

что меньше допустимого $U_{\text{пр}} = 500 \text{ В}$.

9. Особенности конструкции турбогенераторов серии ТТК

Турбогенераторы серии ТТК – турбогенераторы с трубчатым корпусом. Данные машины обладают воздушной системой охлаждения статора и ротора. В зависимости от конструктивного исполнения цикл охлаждения может быть замкнутый или разомкнутый.

При замкнутом цикле охлаждения корпус турбогенератора оснащается дополнительным тонкостенным элементом с водяными или воздушными охладителями, который помимо охлаждения также выполняет следующие функции:

- удержание в заданном положении активных частей статора, а также воздухораспределительных коробов (воздухоохладителей) и шумозащитных экранов;
- разделение внутреннего пространства машины от наружного;
- распределение, согласно заданной схеме, потоков охлаждающего воздуха;
- демпфирование колебаний сердечника статора.

Охлаждающий воздух поступает в статор и ротор отдельно.

Генераторы серии ТТК отличаются меньшим весом (в среднем на 15–20%) и габаритами (по высоте, длине и ширине на 10–15%), по сравнению с известными аналогами. Небольшой вес и компактность обеспечиваются компоновочными решениями, позволяющими получить конструкцию с минимальным количеством деталей и узлов. Значения КПД генераторов превосходят величины, устанавливаемые ГОСТ. Высокий КПД обуславливается снижением механических потерь за счет использования высокоэффективных центробежных вентиляторов, имеющих коэффициент полезного действия порядка 60 – 70%, уменьшением электрических потерь в обмотках статора и ротора за счет приведения рабочих температур к уровню ниже норм, установленных для изоляции класса В, при том, что изоляция турбогенератора имеет нагревостойкость класса F.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы электрической части ТЭЦ-330 МВт было выбрано основное силовое оборудование и наиболее ответственные потребители собственных нужд станции.

Далее были спроектированы схемы выдачи мощности и собственных нужд станции, выбраны современные коммутационные аппараты, измерительные устройства и токоведущие части схемы ТЭЦ с помощью расчетов токов короткого замыкания. Были выбраны схемы распределительных устройств с использованием элегазовых распределительных устройств наружной установки, позволивших сократить площадь открытого распределительного устройства в 1,5 раза.

В результате была спроектирована ТЭЦ – 330 МВт, соответствующая всем современным нормам проектирования и ПУЭ.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Список использованных источников.

1. ООО «Электротяжмаш – Привод» [электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://privod-lysva.ru>
2. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. Проф. Образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – Изд.2 – е, -М.: Издательский центр «Академия», 2005 – 448 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей/под.ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп.-М.: ЭНАС, 2012. – 376с.
4. АО «Уралэлектротяжмаш», [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/ru/>
5. АО «АВВ-Энерго» [электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://avv-energo.com>.
6. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НПЦ ЭНАС, 2003. – 656 с.
7. Проектирование электрических станций: Учеб. пособие / В.А. Тремясов. Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 286 с;
8. ООО «Сибэнергомаш - БКЗ» [электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <http://www.sibem-bkz.com>.
9. Основы эксплуатации электрических станций. Система электроснабжения собственных нужд электрических станций: Учеб. пособие/ В.В. Больнов, В.П. Возовик, В.А. Ермаков. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006.-120 с;
10. Интернет-справочник «МашИнформ.ру», [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://mashinform.ru>;
11. ГК «МОСЭЛЕКТРО», Токопроводы комплектные генераторного напряжения [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <http://moselectro.ru/>;
12. ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://zeto.ru>;
13. СТО 56947007-29.060.10.006-2008 «Методические указания по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ». – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007;
14. АО «Группа «СВЭЛ» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://svel.ru>;
15. ГОСТ Р 59279-2020 «СХЕМЫ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ 35-750 КВ. Типовые решения. Рекомендации по применению». – Москва Стандартинформ, 2021;
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «СХЕМЫ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ 35-750 КВ. ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ». – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
17. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТЦ-81/ Министерство энергетики и электрификации СССР. – М.:ЦНТИ Информэнерго, 1981. – 122 с.

18. Приложение к приказу Минэнерго России от 16 августа 2019 № 858 «Методические указания по технологическому проектированию тепловых электростанций».
19. СП 90.13330.2012 «СВОД ПРАВИЛ. ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ТЕПЛОВЫЕ. Актуализированная редакция СНиП II-58-75»
20. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций / ЦПТИ ОРГРЭС. – М., 2004. – 62с.
21. ООО «Завод Стальных Конструкций» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://zavsk.ru>;
22. ГОСТ 12.1.038-82* «Система стандартов безопасности труда. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
23. ООО «Каскад» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа: <https://kaskad-stroy.com>;
24. АО «Группа ГМС» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа <https://www.grouphms.ru>;
25. Группа «РУСЭЛТ» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа <https://www.ruselt.ru>;
26. Компания «Таврида Электрик» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа <https://tavrida.ru/ter/>;
27. Справочные материалы по электроэнергетике [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа <https://forca.ru>;
28. Проектирование технологической части тепловых электростанций: Учеб. пособие / В. А. Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 107 с.
29. Компания «ВП-АЛЬЯНС» [Электронный ресурс]: сайт. – Режим доступа <https://vp-alliance.ru>;
30. Справочная книжка энергетика – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 440 с.

					КП – 13.03.02.04 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Пантелеев Пантелеев В.И.
подпись инициалы, фамилия
« 17 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

Проект электрической части ТЭЦ-330 МВт

тема

Руководитель

В.И. Пантелеев, 18.06.22 Профессор, К.Т.Н.
подпись, дата должность, учёная степень

А.А. Егонский
инициалы, фамилия

Выпускник

А.Р. Малов, 14.06.2022
подпись, дата

А.Р. Малов
инициалы, фамилия

Красноярск 2022