

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Кафедра «Электроэнергетики»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

В.И.Пантелеев

инициалы, фамилия

« 17 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04 Электрические станции

код – наименование направления

Проект ТЭС-195 МВт с элементами 3D моделирования распределительного
устройства

тема

Руководитель


подпись, дата

доцент К.Т.Ч
должность, ученая степень

И.В.Коваленко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

И.И. Засимов
инициалы, фамилия

Красноярск 2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект ТЭС-195 МВт с элементами 3D моделирования распределительного устройства» содержит 91 страниц текстового документа, 24 использованных источников, 3 листа графического материала.

СТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.

Задачи:

- разработка вариантов структурных схем с обоснованием выбора основного генерирующего и трансформаторного оборудования и схем его присоединения к РУ;

- составление диаграмм перетоков мощности по вариантам структурных схем; выявление оптимального варианта схемы на основе современных технико-экономических показателей с учетом надежности электроснабжения потребителей;

- формирование схемы замещения и расчет токов КЗ;





- выбор электрооборудования и токоведущих частей в схеме выдачи мощности и системе собственных нужд; выбор схемы РУ основных напряжений;

- проектирование главной схемы электрических соединений;

- моделирование открытого распределительного устройства 220кВ;

В итоге была спроектирована ТЭС 195 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

БР-13.03.02.04 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		И.И. Засимов			Проект ТЭС 195МВт с элементами 3D моделирования распределительного устройства	Литера	Лист	Листов
Пров		И.В.Коваленко				у		
Н. Контр.		И.В.Коваленко			Кафедра _____ Электроэнергетики			
Утв		И.В.Коваленко						

17.2 Выбор парогенераторов.....	86
18. Компоновка главного корпуса ТЭЦ.....	87
Список использованных источников	88
Приложение А	91

1 Выбор месторасположения ТЭС

Для проектируемой ТЭС выбираем месторасположение на берегу реки Минуса (г. Минусинск).

Рельеф преимущественно увалисто-равнинный, расчленённый долинами. Высота от 200—300 до 700 м. Основание равнины и отдельные низкогорные массивы сложены сланцами, песчаниками, конгломератами, мергелями, известняками, а также туфами, порфиритами и сиенитами палеозойского возраста, которые на более пониженных участках перекрыты суглинками, лёссами и супесями. Климат резко континентальный, местами засушливый.

Также есть связь с железной дорогой и ближайшей ж/д станцией (Минусинск).
Наличие автодороги общего пользования, трасса Р-15

С карьера около Минусинска будут брать строительный песок и камень.



Рисунок 1.1- Примерное расположение ТЭЦ около г. Минусинска

Водоснабжение питьевое и техническое будет предоставляться из реки Минуса.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

БР-13.03.02.04 ПЗ

Лист

7

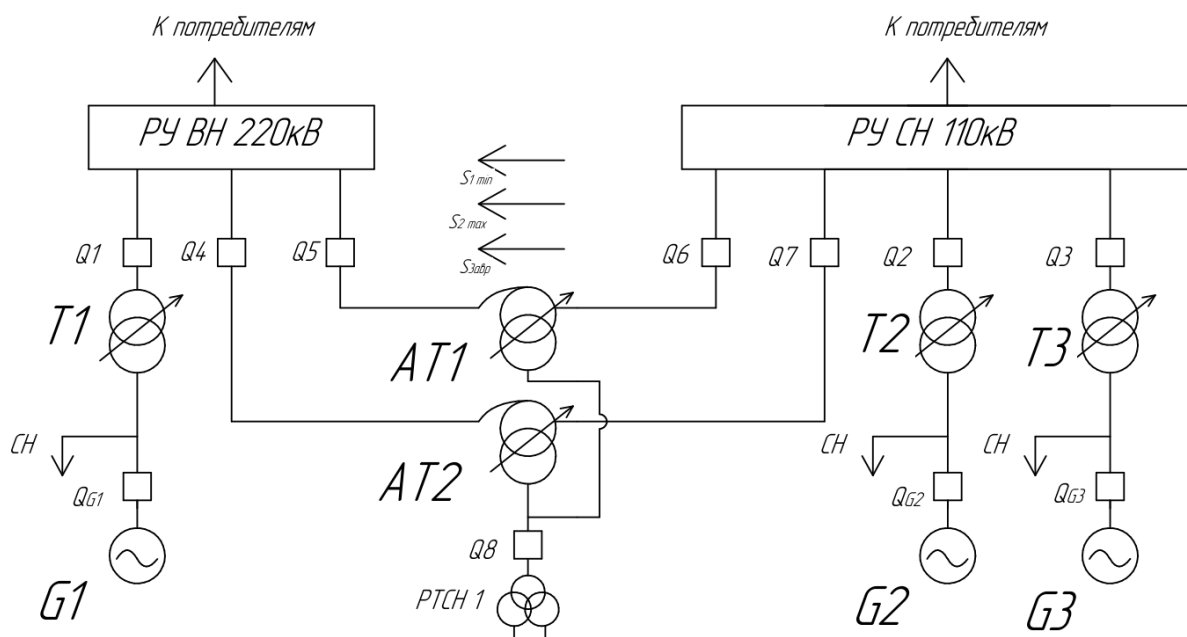


Рисунок 2.1 - Структурная схема вариант №1

На рисунке 2.1 изображен первый вариант структурной схемы. К распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) подключен 1 генератор 65 МВт, а к среднему напряжению (РУ СН) подключены два генератора 65 МВт, через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами (АТ). Резервные трансформаторы собственных нужд (РТСН) подключены к обмоткам АТ НН. Преимущества данного варианта схемы в том, что два АТ обеспечивают надежное электроснабжение потребителей 110 кВ электроэнергии из энергосистемы.

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

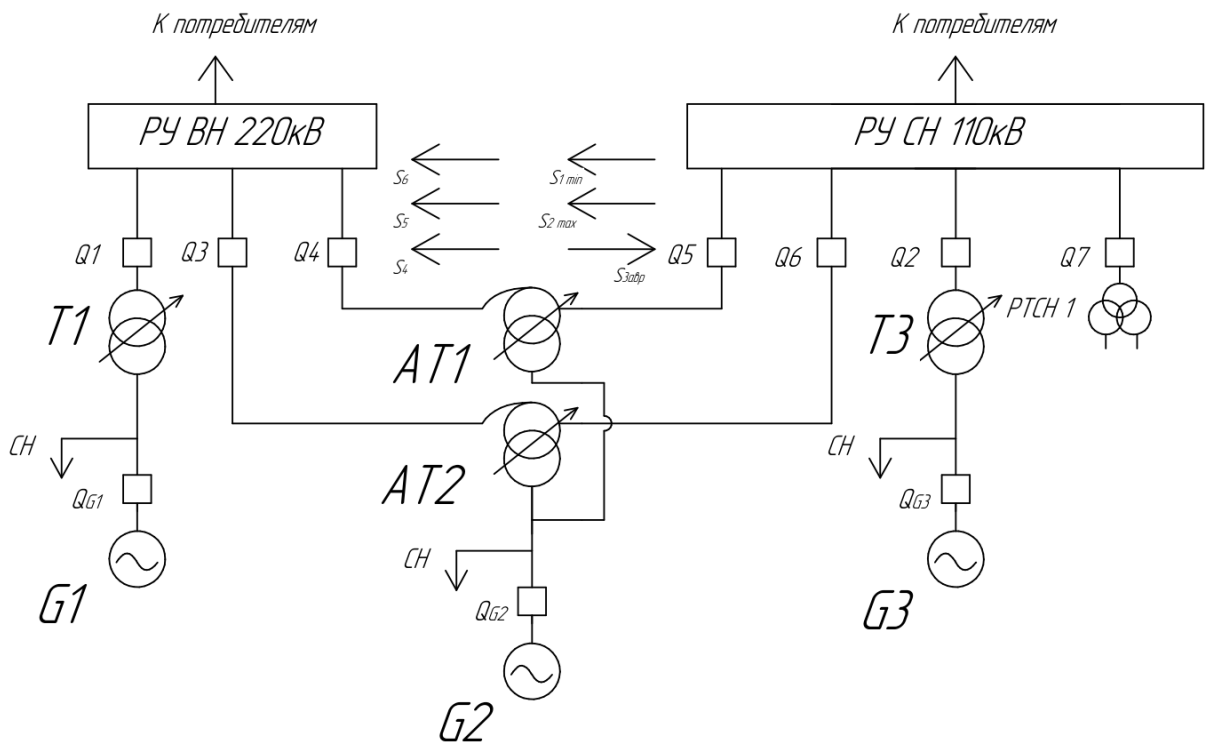


Рисунок 2.2 — Структурная схема вариант №2

На рисунке 2.2 изображен второй вариант структурной схемы. К распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) и среднему напряжению (РУ СН) подключены по 1 генератору 65 МВт, через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами (АТ). Резервные трансформаторы собственных нужд (РТСН) подключены к среднему напряжению (РУ СН). Преимущества данного варианта схемы в том, в случае выхода из строя одного из трансформаторов, дефицит электроэнергии будет передаваться из энергосистемы с помощью двух АТ связи.

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

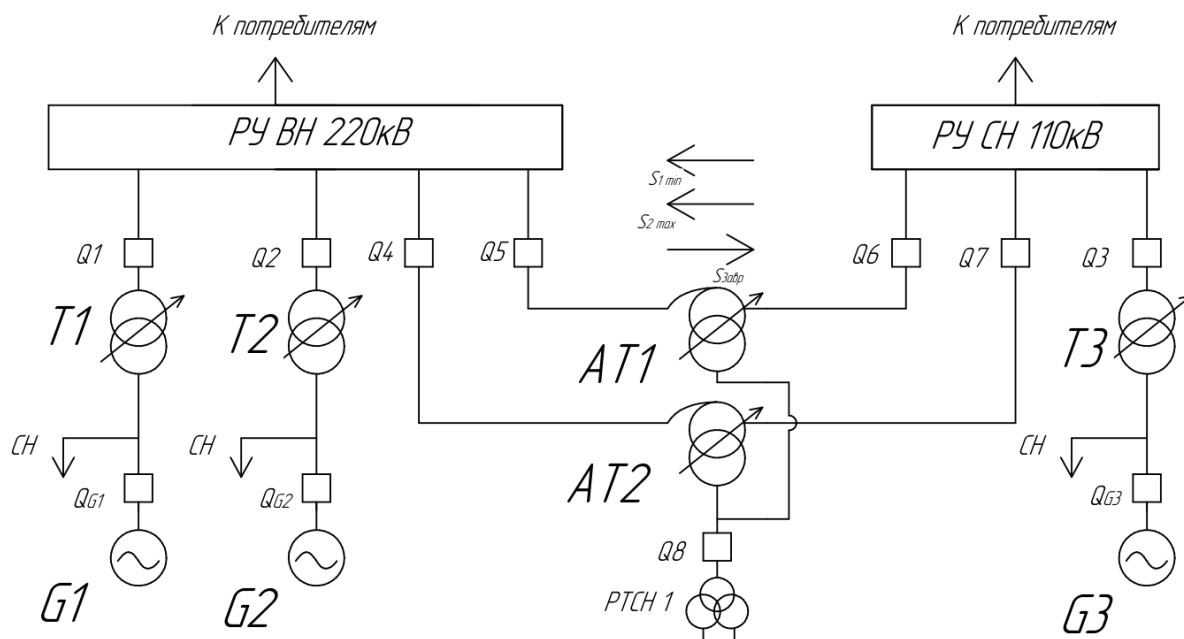


Рисунок 2.3 - Структурная схема вариант №3

На рисунке 2.3 изображен третий вариант структурной схемы. К распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) подключены два генератора 65 МВт, а к среднему напряжению (РУ СН) подключен один генератор 65 МВт, через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами (АТ). Резервные трансформаторы собственных нужд (РТСН) подключены к обмоткам АТ НН. Преимущества данного варианта схемы в том, что два АТ обеспечивают надежное электроснабжение потребителей 110 кВ электроэнергии из энергосистемы.

Анализируя три варианта схем станций, делаем вывод, что все три варианта равноценны по надежности на предварительном этапе, так как в данных схемах более одного автотрансформатора связи, которые обеспечивают надежную связь между РУВН и РУСН, а также одинаковое количество блочных трансформаторов, которые обеспечивают надежное электроснабжение потребителей, следовательно, сравним все варианты структурных схем по приведенным затратам.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

$$P_{\text{CH}} = P_{\text{CHG1}} = P_{\text{CHG2}} = P_{\text{CHG3}} = P_G \cdot \frac{10}{100}; \quad (4.5)$$

$$Q_{\text{CH}} = Q_{\text{CHG1}} = Q_{\text{CHG2}} = Q_{\text{CHG3}} = Q_G \cdot \frac{10}{100}; \quad (4.6)$$

Подставив значения в формулы (4.5) и (4.6), получим:

$$P_{\text{CH}} = P_{\text{CHG1}} = P_{\text{CHG2}} = P_{\text{CHG3}} = 65 \cdot \frac{10}{100} = 6,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{CH}} = Q_{\text{CHG1}} = Q_{\text{CHG2}} = Q_{\text{CHG3}} = 52 \cdot \frac{10}{100} = 5,2 \text{ МВт};$$

4.1 Выбор блочных трансформаторов

Выбор мощности блочных трансформаторов и АТ связи в каждом варианте схемы выдачи мощности выполняют по максимальным перетокам мощности с учетом их нагрузочной способности.

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

$$S_{\text{Тбл}} = |P_{\text{Тбл}} + jQ_{\text{Тбл}}| = \sqrt{[P_G - P_{\text{CHG}}]^2 + [Q_G - Q_{\text{CHG}}]^2}, \quad (4.1.1)$$

где P_{CHG} - активная мощность, потребляемая собственными нуждами;

P_G - активная мощность, вырабатываемая турбогенераторами;

Q_{CHG} - реактивная мощность, потребляемая собственными нуждами;

Q_G - реактивная мощность, вырабатываемая турбогенераторами;

$$S_{\text{Тбл}} = \sqrt{[65 - 6,5]^2 + [52 - 5,2]^2} = |58,5 + j46,8| = 74,91 \text{ МВА}$$

Выбираем блочные трансформаторы из условия:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq S_{\text{Т.бл}}$$

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq 74,91 \text{ МВА};$$

Из [6] выбираем трансформатор на напряжение 220 кВ типа: ТДЦ-80000/220.

На напряжение 110 кВ: ТДЦ-80000/110.

$$S_{\text{АТ.НОМ}} \geq 0,7 \cdot 62,5 = 43,75 \text{ МВА};$$

Из [6] выбираем автотрансформаторы типа АТДЦТН-63000/220/110.

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН и РТСН)

Мощность трансформаторов собственных нужд 10,5/6,3 кВ определяется по мощности $S_{\text{СН}}$ и выбирается стандартная ближайшая большая либо равная:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}} = |P_{\text{СН}} + jQ_{\text{СН}}|$$

$$S_{\text{ТСН}} \geq |6,5 + j5,2| = 8,32 \text{ МВА}$$

Из [6] выбираем ТСН марки ТДНС-10000/10. Их мы установим на каждый блок, а резервные ТСН подключим к обмотке НН АТ равной 10,5 кВ в первом и третьем варианте, а во втором на РУСН. РТСН выбирается по мощности ТСН, то есть устанавливаем в качестве резерва трансформатор ТДН-10000/110.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						18

5 Трансформаторы

Характеристики трансформаторов приведены в таблице 5.1. Цены указаны по СТО [15].

Таблица 5.1 -Характеристика трансформаторов для варианта схемы №1.

Марка трансформатора	$U_{к,ВН-СН, \%}$	$U_{к,ВН-НН, \%}$	$U_{к,СН-НН, \%}$	$I_x, \%$	$P_x, \text{кВт}$	$P_K, \text{кВт}$	Цена, тыс. руб.	п, шт.
ТДЦ-80000/110	-	10,5	-	0,6	70	310	68 830	2
ТДЦ-80000/220	-	11	-	0,6	105	320	132 423	1
АТДЦТН-125000/220/110	11	45	28	0,4	65	315	165 319	2
ТДНС-10000/10	-	8	-	0,75	12	60	70	5

Таблица 5.2 -Характеристика трансформаторов для варианта схемы №2.

Марка трансформатора	$U_{к,ВН-СН, \%}$	$U_{к,ВН-НН, \%}$	$U_{к,СН-НН, \%}$	$I_x, \%$	$P_x, \text{кВт}$	$P_K, \text{кВт}$	Цена, тыс. руб.	п, шт.
ТДЦ-80000/110	-	10,5	-	0,6	70	310	68 830	1
ТДЦ-80000/220	-	11	-	0,6	105	320	132 423	1
АТДЦТН-200000/220/110	11	32	20	0,45	105	430	187 689	2
ТДНС-10000/10	-	8	-	0,75	12	60	70	3
ТДН-10000/110.	-	10,5	-	0,9	58	14	28 252	2

Таблица 5.3-Характеристика трансформаторов для варианта схемы №3.

Марка трансформатора	$U_{к,ВН-СН, \%}$	$U_{к,ВН-НН, \%}$	$U_{к,СН-НН, \%}$	$I_x, \%$	$P_x, \text{кВт}$	$P_K, \text{кВт}$	Цена, тыс. руб.	п, шт.
ТДЦ-80000/110	-	10,5	-	0,6	70	310	68 830	1
ТДЦ-80000/220	-	11	-	0,6	105	320	132 423	2
АТДЦТН-63000/220/110	11	35	22	0,45	37	200	131 765	2
ТДНС-10000/10	-	8	-	0,75	12	60	70	5

Цена трансформаторов взята из [15].

6 Определение потерь энергии в трансформаторах

Потери в блочных трансформаторах, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{бл.Т}} = P_x \cdot (8760 - T_{\text{пл.р}}) + P_{\text{КВ-Н}} \cdot \left(\frac{S_{\text{Тбл.макс}}}{S_{\text{ТНОМ}}} \right)^2 \cdot T,$$

Где P_x - потери холостого хода;

$P_{\text{КВ-Н}}$ - потери короткого замыкания;

$T_{\text{пл.р}}$ - время планового ремонта блока, определяется временем ремонта турбины $T_{\text{пл.р}} = 720$ ч., а время ремонта автотрансформатора связи $T_{\text{РТ}} = 120$ ч

$S_{\text{ТНОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{Тбл.макс}}$ - максимальная мощность, протекающая через трансформатор;

τ - время максимальных потерь, $\tau = 4500$ ч.;

T -время наибольших потерь, ч

$$T = (0,124 + \tau \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760;$$

$$T = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886;$$

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 220 кВ:

$$\Delta W_{\text{бл.Т}} = 105 \cdot (8760 - 720) + 320 \cdot \left(\frac{74,92}{80} \right)^2 \cdot 2886 = 1654157;$$

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 110 кВ:

$$\Delta W_{\text{бл.Т}} = 70 \cdot (8760 - 720) + 310 \cdot \left(\frac{74,92}{80} \right)^2 \cdot 2886 = 1347445;$$

Потери для группы автотрансформаторов связи, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{АТ}} = P_x \cdot (8760 - 680) + P_{\text{КВ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ВН.макс}}}{q \cdot S_{\text{АТНОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{В}} + P_{\text{КС}} \cdot \left(\frac{S_{\text{СН.макс}}}{q \cdot S_{\text{АТНОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{С}},$$

$\tau_{\text{В}}$ - время загрузки обмотки ВН в АТ, ч

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	БР-13.03.02.04 ПЗ					

τ_C - время загрузки обмотки СН в АТ, ч

$T_{max}=3000$ – число часов использования максимальной мощности потребителями

$$\tau_B = \tau_C = (0,124 + 3000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч};$$

Для схемы 1, кВт:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} &= 65 \cdot (8760 - 120) + 315 \cdot \left(\frac{122,47}{2 \cdot 125}\right)^2 \cdot 1575 + 315 \cdot \left(\frac{122,47}{2 \cdot 125}\right)^2 \cdot 1575 \\ &= 799722 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Для схемы 2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} &= 105 \cdot (8760 - 120) + 430 \cdot \left(\frac{118,61}{2 \cdot 200}\right)^2 \cdot 1575 + 430 \cdot \left(\frac{118,61}{2 \cdot 200}\right)^2 \\ &\cdot 1575 = 1119190 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Для схемы 3:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} &= 37 \cdot (8760 - 120) + 200 \cdot \left(\frac{62,5}{2 \cdot 63}\right)^2 \cdot 1575 + 200 \cdot \left(\frac{62,5}{2 \cdot 63}\right)^2 \cdot 1575 \\ &= 474689 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме 1, кВт · ч:

$$\Delta W = 1 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2}} + 2 \cdot \Delta W_{AT};$$

$$\Delta W = 1 \cdot 1654157 + 2 \cdot 1347445 + 2 \cdot 799722 = 5\,948\,491;$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме 2, кВт · ч:

$$\Delta W = 1 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 1 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2}} + 2 \cdot \Delta W_{AT};$$

$$\Delta W = 1 \cdot 1654157 + 1 \cdot 1347445 + 2 \cdot 1119190 = 5\,239\,982;$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме 3, кВт · ч:

$$\Delta W = 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 1 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2}} + 2 \cdot \Delta W_{AT};$$

$$\Delta W = 2 \cdot 1654157 + 1 \cdot 1347445 + 2 \cdot 474689 = 5\,605\,137;$$

Стоимость потерь энергии в вариантах схем, тыс.руб.:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W,$$

где β - удельная стоимость потерянной электроэнергии, $\beta = 3,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$

ΔW - суммарные потери электроэнергии в вариантах схем, кВт · ч;

Для схемы 1:

$$I_{\text{пот1}} = 3,5 \cdot 5\,948\,491 = 20820;$$

Для схемы 2:

$$I_{\text{пот2}} = 3,5 \cdot 5\,239\,982 = 18340;$$

Для схемы 3:

$$I_{\text{пот3}} = 3,5 \cdot 5\,605\,137 = 19618;$$

7 Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры

За максимальный рабочий ток принимаем ток номинальный, который находится по формуле, кА:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.1)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение трансформатора.

7.1 Расчет максимальных токов генератора

Максимальный рабочий ток в цепях генераторов, кА:

$$I_{\text{Граб.макс}} = \frac{S_{\text{ГНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГНОМ}} \cdot \cos\varphi}, \quad (7.1.1)$$

где $S_{\text{ГНОМ}}$ - номинальная мощность генератора, $S_{\text{ГНОМ}} = 81,25$ МВт;

$U_{\text{ГНОМ}}$ - номинальное напряжение генератора, $U_{\text{ГНОМ}} = 10,5$ кВ.

$$I_{\text{Граб.макс}} = \frac{81,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 5,584,$$

Из [19] предварительно выбирали элегазовые генераторные выключатели: HECS-100R/130R, характеристика выключателей в табл.7.1.

Таблица 7.1 - Технические данные генераторных выключателей

Тип	$U_{\text{Н}}$, кВ	$I_{\text{Н}}$, А	$I_{\text{НОТКЛ}}$, кА	$I_{\text{ПРЕД(уд)}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	Цена, тыс. руб
HECS-100R/130R	10	9000	100	100	0,068	12 003

Производитель генераторных элегазовых выключателей: АВВ

7.2 Расчет максимальных токов трансформатора 220 кВ и 110 кВ

Максимальный рабочий ток в цепях блочных трансформаторов, РУВН $U_{\text{Н}}=220$ кВ, определяется по формуле (7.1):

$$I_{\text{раб.макс Т.220}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,210 ;$$

Максимальный рабочий ток в цепях блочных трансформаторов, РУСН $U_{\text{Н}}=110$ кВ, определяется по формуле (7.1):

$$I_{\text{раб.макс.Т.110}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,420 ;$$

Из [18] предварительно выбирали элегазовые выключатели: ВГП-220П-20/2500 У1 и ВГП-110П-20/2500, характеристика выключателей в табл.7.2.

Таблица 7.2 - Технические данные выключателей 110 и 220 кВ

Напряжени е, кВ	Тип	U_N , кВ	I_N , А	$I_{\text{НОТКЛ}}$, кА	$I_{\text{ПРЕД(уд)}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	Цена, тыс. руб
220	ВГП-220П-20/2500 У1	220	2500	20	50	0,05	94 866
110	ВГП-110П-20/2500	110	2500	20	100	0,05	40 670

Производитель элегазовых выключателей ОАО «Электроаппарат».

7.3 Расчет максимальных токов при перетоке мощности через автотрансформатор

Максимальный рабочий ток в цепях автотрансформаторов определяется по формуле (7.1), кА:

-Для первого варианта

$$I_{\text{ВНраб.макс1}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,328 ;$$

$$I_{\text{СНраб.макс1}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,656 ;$$

-Для второго варианта

$$I_{\text{ВНраб.макс2}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,525 ;$$

$$I_{\text{СНраб.макс2}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,050 ;$$

-Для третьего варианта

$$I_{\text{ВНраб.макс3}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,165 ;$$

$$I_{\text{СНраб.макс3}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,330 ;$$

Предварительно выбирали элегазовые выключатели: ВГП-220П-20/2500 У1 и ВГП-110П-20/2500, характеристика в табл.7.2.

7.4 Расчет максимальных токов трансформатора собственных нужд (ТСН)

Максимальный рабочий ток в цепи резервного трансформатора определяется по формуле (7.1), $U_{\text{Н}}=10,5$ кВ :

$$I_{\text{раб макс.ТСН}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,549 \text{ кА.}$$

$U_{\text{Н}}=110$ кВ :

$$I_{\text{раб.макс на РУ110кВ}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,052 \text{ кА ;}$$

Из [18] предварительно выбирали вакуумные выключатели: ВБЭ-10-20/1000 УХЛ2, характеристика выключателей в табл.7.4.

Таблица 7.4 - Технические данные выключателей 10кВ

Напряжени е, кВ	Тип	$U_{\text{Н}}$, кВ	$I_{\text{Н}}$, А	$I_{\text{НОТКЛ}}$, кА	$I_{\text{ПРЕД(уд)}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	Цена, тыс. руб
10	ВБЭ-10-20/1000 УХЛ2	10	1000	20	51	0,04	6 108

Производитель вакуумных выключателей НПФ «РАДИУС».

Таблица 9.1-Расчет капитальных затрат

Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	кол-во	стоимость тыс.руб.	кол-во	стоимость тыс.руб.	кол-во	стоимость тыс.руб.
ТДЦ-80000/110	2	165192	1	68 830	1	68 830
ТДЦ-80000/220	1	158908	1	158908	2	264 846
АТДЦТН-125000/220/110	2	396766	-	-	-	-
АТДЦТН-200000/220/110	-	-	2	450454	-	-
АТДЦТН-63000/220/110	-	-	-	-	2	263530
ТДНС-10000/10	5	350	4	210	5	350
ТДН-10000/110	-	-	1	56 504	-	-
HECS-100R/130R	3	43211	3	43211	3	43211
ВГП-220II-20/2500 У1	3	341518	3	341518	4	455356
ВГП-110II-20/2500	4	195216	5	244020	3	122 010
ВБЭ-10-20/1000 УХЛ2	1	14659	-	-	1	14659
Итого (с учетом коэффициентов):		1 301 161 (1 860 660)		1 363 655 (1 950 027)		1 232 792 (1 762 893)

Определяем годовые эксплуатационные издержки, руб./год:

$$И = И_{\text{пот}} + И_{\text{аморт}} + И_{\text{обсл}}$$

$$И_{\text{аморт}} = K \cdot a,$$

Где а- норма отчислений на обслуживание, равная 0,064

$$И_{\text{обсл}} = K \cdot b,$$

Где b- норма отчислений на обслуживание при напряжении более или равно 220 кВ, равняется 0,02

Таблица 9.2-Расчет годовых эксплуатационных издержек

Варианты	$I_{\text{пот}}$	$I_{\text{аморт}}$	$I_{\text{обсл}}$	I
1	20 820	119 082	37 213	156 295
2	18 340	123 802	39 000	162 802
3	19618	112 825	35 258	148 083

По формуле (9.1) подсчитаем приведенные затраты для трех схем.

Для варианта 1:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 1\,860\,660 + 156\,295 = 379\,574 \text{ тыс. руб}$$

Для варианта 2:

$$Z_2 = 0,12 \cdot 1\,950\,027 + 162\,802 = 396\,805 \text{ тыс. руб}$$

Для варианта 3:

$$Z_3 = 0,12 \cdot 1\,762\,893 + 148\,083 = 359\,165 \text{ тыс. руб}$$

Сравнение вариантов схем по приведенными затратами, по формуле (9.2):

$$\Delta Z_{3-1} = \frac{379\,574 - 359\,165}{359\,165} \cdot 100\% = 6\%$$

$$\Delta Z_{3-2} = \frac{396\,805 - 359\,165}{359\,165} \cdot 100\% = 10\%$$

$$\Delta Z_{1-2} = \frac{396\,805 - 379\,574}{396\,805} \cdot 100\% = 4\%$$

Цены считаем приближенными так, как мы учитываем в капитальных вложениях только стоимость трансформаторов и выключателей, в издержках стоимость потерь энергии в трансформаторах, амортизацию и обслуживание.

Из-за того, что разница в капиталовложениях не превышает 15%, варианты № 1, № 2 и № 3 можно считать равноценными. Для дальнейших расчетов основываемся на экспертных методах науки о качестве- квалиметрия.

10 Выбор варианта по критериям

Сведем выбор схем в таблицу:

Таблица 10.1-Варианты структурных схем

Вариант	Схема	Затраты
I		К=1 860 660 т.р.
		З=379 574 т.р.
		И=156 295 т.р.
		ΔЗ=6%
II		К=1 950 027 т.р.
		З=396 805 т.р.
		И=162 802 т.р.
		ΔЗ=10%
III		К=1 762 893 т.р.
		З=359 165 т.р.
		И=148 083 т.р.
		ΔЗ=0%

Экспертами были выбраны специалисты в сфере энергетики.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

БР-13.03.02.04 ПЗ

Лист

31

Перечень критериальных свойств, приведенных в порядке ранжирования:

- 1) Минимум капиталовложений;
- 2) Минимум затрат на потерю энергии в трансформаторах и автотрансформаторах;
- 3) Максимальная надежность электроснабжения потребителей;
- 4) Максимальное удобство компоновки схемы;
- 5) Максимальное удобства компоновки трансформаторов и автотрансформаторов;

В таблице 1 приведены матрица оценочных рангов, данных перечисленным свойствам 5-ю экспертами, и оценки весомостей этих свойств.

Необходимо расположить критериальные свойства в порядке их важности. 1 – самое важное, 2 – важное и т.д.

Таблица 10.2-Матрица рангов критериальных свойств

Эксперт	Свойство				
	1	2	3	4	5
1	2	3	1	5	4
2	2	3	1	4	5
3	3	2	1	4	5
4	2	3	1	4	5
5	4	3	1	2	5
A_i	13	14	5	13	24
ω_i	0,68	0,64	1	0,68	0,24
U_i	0,207	0,197	0,309	0,210	0,074

$$\omega_i = 1 - A_i(n \cdot N)^{-1} + n^{-1} \quad (10.1)$$

Где N- число экспертов (5); n-число свойств(5).

$$U_i = \frac{\omega_i}{\sum \omega_i}; \quad (10.2)$$

Расчет по капиталовложению:

$$e_{11} = \frac{K_{max} - K_1}{K_{max} - K_{min}} = \frac{1\,950\,027 - 1\,860\,660}{1\,950\,027 - 1\,762\,893} = 0,477; \quad (10.3)$$

$$e_{12} = \frac{1\,950\,027 - 1\,950\,027}{1\,950\,027 - 1\,762\,893} = 0;$$

$$e_{13} = \frac{1\,950\,027 - 1\,762\,893}{1\,950\,027 - 1\,762\,893} = 1;$$

Расчет по потерям ($I_{пот}$):

$$e_{21} = \frac{U_{max} - U_1}{U_{max} - U_{min}} = \frac{20\,820 - 20\,820}{20\,820 - 18\,340} = 0; \quad (10.4)$$

$$e_{22} = \frac{20\,820 - 18\,340}{20\,820 - 18\,340} = 1;$$

$$e_{23} = \frac{20\,820 - 19\,618}{20\,820 - 18\,340} = 0,485;$$

Таблица 10.3- Матрица критериального свойства максимальная надежность электроснабжения потребителей

Эксперт	Вариант схемы		
	1	2	3
1	2	3	1
2	1	2	3
3	1	3	2
4	2	1	3
5	1	2	3
B_{ij}	7	11	12

Расчет критерия максимальная надежность:

$$e_{ij} = 1 - B_{ij}(m \cdot N)^{-1} + m^{-1}; \quad (10.5)$$

Где N- число экспертов (5); m-число вариантов (3).

$$e_{31} = 1 - 7(3 \cdot 5)^{-1} + 3^{-1} = 0,86;$$

$$e_{32} = 1 - 11(3 \cdot 5)^{-1} + 3^{-1} = 0,6;$$

$$e_{33} = 1 - 12(3 \cdot 5)^{-1} + 3^{-1} = 0,53;$$

Таблица 10.4- Матрица критериального свойства максимальное удобство компоновки схемы

Эксперт	Вариант схемы		
	1	2	3
1	1	3	2
2	2	3	1
3	3	2	1
4	1	3	2
5	2	3	1
C_{ij}	9	14	7

Расчет критерия максимальное удобство компоновки схемы:

$$e_{ij} = 1 - C_{ij}(m \cdot N)^{-1} + m^{-1}; \quad (10.6)$$

Где N- число экспертов(5); m-число вариантов(3).

$$e_{41} = 1 - 9(3 \cdot 5)^{-1} + 3^{-1} = 0,73;$$

$$e_{42} = 1 - 14(3 \cdot 5)^{-1} + 3^{-1} = 0,4;$$

$$e_{43} = 1 - 7(3 \cdot 5)^{-1} + 3^{-1} = 0,86;$$

Таблица 10.5- Матрица критериального свойства максимальная удобства компоновки трансформаторов и автотрансформаторов

Эксперт	Вариант схемы		
	1	2	3
1	1	3	2
2	2	1	3
3	2	3	1
4	2	3	1
5	1	3	2
B_{ij}	8	13	9

Расчет критерия максимальное удобство компоновки схемы:

$$e_{ij} = \frac{n - S + 1}{n}; \quad (10.7)$$

Где S- место в КС (1,2,3); n-число вариантов(3).

$$e_{51} = \frac{3 - 3 + 1}{3} = 0,333;$$

$$e_{52} = \frac{3 - 1 + 1}{3} = 1;$$

$$e_{53} = \frac{3 - 2 + 1}{3} = 0,667;$$

Таблица 10.6-Комплексная оценка эффективных вариантов

Вариант	U_i					$E_A = \sum U_i \cdot e_{ij}$	$E_{\Gamma}^* = \left(\sum \frac{U_i}{e_{ij}} \right)^{-1}$
	0,207	0,197	0,309	0,210	0,074		
	Оценки e_{ij} по вариантам						
1	0,477	0	0,86	0,73	0,333	0,542	0
2	0	1	0,6	0,4	1	0,540	0
3	1	0,485	0,53	0,86	0,667	0,696	0,685

Так как вариант 3 является наиболее целесообразный, то выбираем структурную схему 3.

11 Расчёт токов короткого замыкания

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы (рис. 3), представлена на рис. 11.1

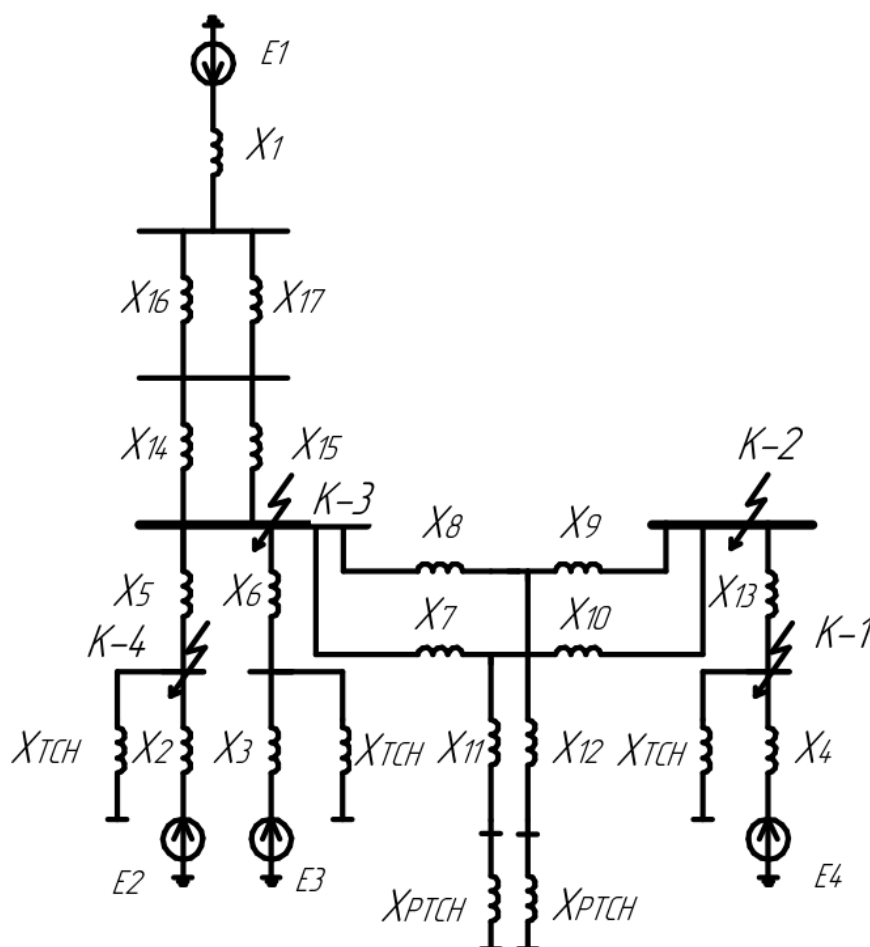


Рисунок 11.1 — Эквивалентная схема замещения для расчетов токов КЗ

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Для определения начального значения периодической составляющей. На основе принципиальной схемы электрической станции составляется расчетная схема.

Устанавливаем базисную мощность единую для всей электрической сети и базисное напряжение для основной ступени. Расчет будем проводить в

$$X_{TCH} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8;$$

$$X_{РТCH} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5;$$

Обобщенная нагрузка моделируется самой большой величиной сопротивления и имеет наименьшие значения ЭДС. Это указывает на то, что ток подпитки от такой обобщенной нагрузки будет незначительным, поэтому им пренебрегаем, т.е. исключаем из рассмотрения ветви с обобщенной нагрузкой.

11.1 Расчёт действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ

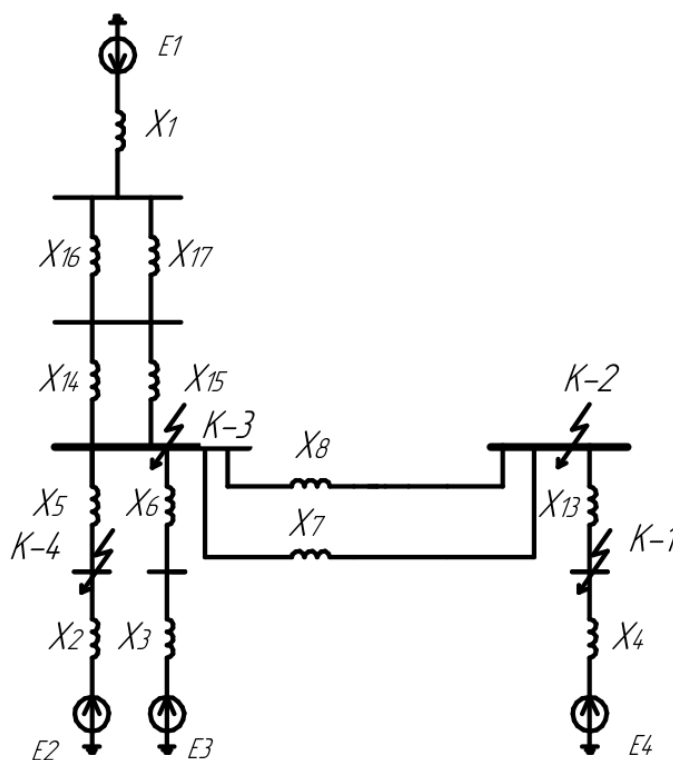


Рисунок 11.1.1 — Упрощенная эквивалентная схема замещения для расчетов токов КЗ

Преобразуем схему замещения для точки К-1:

Сопротивлениями трансформаторов собственных нужд для данной точки пренебрегаем.

Сопротивление генератора и трансформатора относительно друг друга находятся в последовательном соединении.

$$X_{18} = X_{19} = X_5 + X_2 = X_6 + X_3 = 1,375 + 2,498 = 3,873;$$

Так как автотрансформаторы установлены параллельно, эквивалентуем их сопротивление.

$$X_{20} = \frac{X_8}{2} = \frac{X_7}{2} = \frac{1,90}{2} = 0,950;$$

Сопротивление обмотки СН АТ равны 0 и обмотки НН подключены к РТСН, то их можно не учитывать.

Ветви с ЭДС E_2 , и E_3 являются параллельными, но так как генераторы одинаковые, результирующее ЭДС не изменится.

$$E_6 = E_4 \Downarrow E_5 = 1,13$$

$$X_{21} = \frac{X_{14}}{2} = \frac{X_{15}}{2} = \frac{0,487}{2} = 0,243;$$

$$X_{22} = \frac{X_{17}}{2} = \frac{1,869}{2} = 0,934;$$

$$X_{23} = X_{22} + X_{21} + X_1 = 0,934 + 0,243 + 0,438 = 1,615;$$

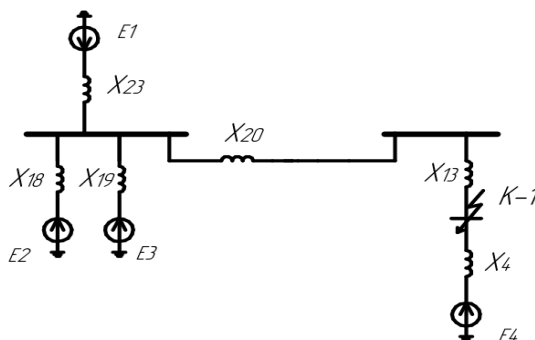


Рисунок 11.1.2 -Преобразованная схема замещения для расчетов токов КЗ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

$$E_5 = E_2 \Downarrow E_3 = 1,13$$

$$X_{24} = \frac{X_{18} + X_{19}}{X_{18} \cdot X_{19}} = \frac{3,873 + 3,873}{3,873 \cdot 3,873} = 1,936;$$

$$X_{25} = \frac{X_{24} + X_{23}}{X_{24} \cdot X_{23}} = \frac{1,936 + 1,615}{1,936 \cdot 1,615} = 1,136;$$

$$E_6 = E_5 \Downarrow E_1 = \frac{1,0 \cdot 1,615 + 1,13 \cdot 1,936}{1,615 + 1,936} = 1,07;$$

$$X_{26} = X_{25} + X_{20} + X_{13} = 1,136 + 0,950 + 3,65 = 5,736.$$

Полученные значения покажем на схеме, представленной на рис. 11.1.3.

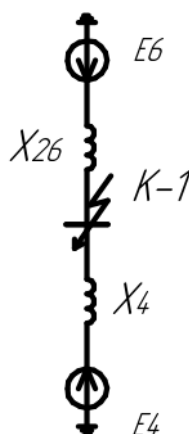


Рисунок 11.1.3—Простейший вид схемы замещения для расчетов токов КЗ

В этом случае действующее значение в точке КЗ:

$$I_{\text{Пт}} = I_{\text{ПтГ}} + I_{\text{ПтС}}; \quad (11.1.1)$$

$$I_{\text{По}} = I_{\text{ПоГ}} + I_{\text{ПоС}}; \quad (11.1.2)$$

Для системы принимаем, что действующее значение периодической составляющей тока, кА, в месте КЗ будет незатухающим и, следовательно, типовые кривые не используем:

$$I_{\text{птс}} = I_{\text{пос}} = \frac{E_{\Sigma c}}{X_{\Sigma c}} \cdot I_{63}; \quad (11.1.3)$$

$$I_{\text{птс}} = I_{\text{пос}} = \frac{1,07}{5,736} \cdot 54,98 = 10,256 \text{ кА.}$$

Находим начальное значение периодической составляющей, кА:

$$I_{\text{пог}} = \frac{E_{\Sigma G}}{X_{\Sigma G}} \cdot I_{63}; \quad (11.1.4)$$

$$I_{\text{пог}} = \frac{1,13}{2,498} \cdot 54,98 = 24,871 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}} = 10,256 + 24,871 = 35,127 \text{ кА}$$

Далее находим отношение, $\frac{I_{\text{пог}}}{I_{\text{ном}}}$, характеризующее электрическую удаленность генераторов от точки короткого замыкания.

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток короткого замыкания, приведенный к той ступени напряжения, где произошло короткое замыкание, кА:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\Sigma \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}; \quad (11.1.5)$$

где $S_{\Sigma \text{ном}}$ - суммарная мощность всех генераторов;

$U_{\text{ср.ном}}$ — среднее номинальное напряжение той ступени трансформации, где произошло короткое замыкание.

$$I_{\text{ном}} = \frac{81,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,467,$$

После этого определяем:

$$\frac{I_{\text{пог}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{24,871}{4,467} = 5,567;$$

По основным типовым кривым и найденному значению удалённости точки КЗ определяем: $\frac{I_{\text{птс}}}{I_{\text{пог}}}$ — это отношение определяет собой долю

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

12.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выберем выключатели и разъединители в цепи генераторов. Расчетные данные ТКЗ принимаем из таблицы 11.2.1.

Проверим выключатель HECS-100R выбранный ранее в пункте 7. В качестве разъединителя произведем проверку РВРЗ-10/8000.

Условия выбора, расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 12.1.

За расчетные данные принимаем максимальные значения величин двух точек КЗ.

Таблица 12.1 — Расчетные и каталожные данные

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры выключателей HECS-100R	Параметры разъединителя РВРЗ-10/8000
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$	5,584 кА	9,000 кА	8,000 кА
$I_{по} \leq I_{дин}$	51,121 кА	300 кА	-
$i_{уд} \leq I_{мдин}$	141,339 кА	300 кА	250 кА
$I_{nt} \leq I_{откл}$	45,898 кА	100 кА	-
$(\sqrt{2} \cdot I_{nt} + I_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	96,45 кА	210,1 кА	-
$W_K < I_T^2 \cdot t_T$	612,7кА ² с	30000 кА ² с	7500 кА ² с

Данный выключатель и разъединитель соответствует требованиям, окончательно выбираем HECS-100R из [19] и РВРЗ-10/8000 [8] соответственно.

Проверим выключатели и разъединители на ОРУ 220кВ. Выключатель элегазовый типа ВГК и разъединитель типа РНД. Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 12.2.

Таблица 12.2 — Расчетные и каталожные данные

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры выключателей ВГП-220П-20/2500 У1	Параметры разъединителя РНД - 220/1000 У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ	220 кВ
$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$	0,428 кА	2,5 кА	1 кА
$I_{по} \leq I_{дин}$	3,615 кА	50 кА	-
$i_{уд} \leq I_{мдин}$	9,995 кА	50 кА	100 кА
$I_{нт} \leq I_{откл}$	3,450 кА	20 кА	-
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + I_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	7,169 кА	53,46 кА	-
$В_K < I_T^2 \cdot t_T$	2,304 кА ² с	4800 кА ² с	4800 кА ² с

Данный выключатель и разъединитель соответствует требованиям ОРУ 220 кВ, окончательно выбираем ВГП-220П-20/2500 У1 [18] и РНД -220/1000 У1 [8] соответственно.

Проверим выключатели и разъединители на ОРУ 110 кВ. Выключатель элегазовый типа ВГП и разъединитель типа РНД. Расчетные и каталожные данные сведены в таблице 12.3.

Таблица 12.3 — Расчетные и каталожные данные

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры выключателей ВГП-110П-20/2500	Параметры разъединителя РНД-110/2000
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$	0,328 кА	2,500 кА	2 кА
$I_{по} \leq I_{дин}$	5,906 кА	100 кА	-
$i_{уд} \leq I_{мдин}$	16,20 кА	100 кА	100 кА
$I_{нт} \leq I_{откл}$	5,594 кА	20 кА	-
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + I_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	11,46 кА	42,4 кА	-
$В_K < I_T^2 \cdot t_T$	6,797 кА ² с	4800 кА ² с	4800 кА ² с

Данный выключатель и разъединитель соответствует требованиям ОРУ 110 кВ, окончательно вбираем ВГП-110П-20/2500 [18] и РНД-110/2000 [8] соответственно.

12.2 Выбор генераторного токопровода

Для соединения выводов генератора с повышающим силовым трансформатором применяются комплексные пофазно-экранированный токопровод (КЭТ). Выбираем КЭТ по каталогу [20] типа ТЭНЕ-10-6300-250 УХЛ1. Условия выбора и характеристики КЭТ приведены в таблице 12.2.1.

Таблица 12.2.1 — Выбор генераторного КЭТ

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры КЭТ
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб\ max} \leq I_{НОМ}$	5,584 кА	6,300 кА
$i_y \leq I_{т\ дин}$	141,339 кА	250 кА

В блоках генератор-трансформатор отпайка от генераторного токопровода до трансформатора собственных нужд также выполняется в виде КЭТ.

Определим рабочий максимальный ток, протекающий по отпайке трансформатора собственных нужд, кА:

$$I_{раб.\ макс.} = \frac{S_{НОМ\ ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (12.2.1)$$

Где $S_{НОМ\ ТСН}$ - номинальная мощность трансформатора собственных нужд, МВ·А;

$$I_{раб.\ макс.} = \frac{S_{НОМ\ ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 18} = 0,321$$

По [20] выбираем КЭТ типа ТЭНЕ-10-4000-250 УХЛ1. Условия выбора и характеристики приведены в таблице 12.2.2

12.4.1 Выбор длинной связи от блочного трансформатора до ОРУ 220 кВ.

Проверим провода по экономической плотности тока по формуле (12.4.1):

$$g_{\text{э}} = \frac{428}{1,4} = 305,7$$

По справочным данным [6, с.94] принимаем два провода в фазе АС-300/48. Диаметр провода $d=24,1$ мм

Проверка сечения на нагрев производится по формуле (9.3.1):

$$\begin{aligned} I_{\text{max}} &= 428 \text{ А;} \\ I_{\text{доп}} &= 690 \cdot 2 = 1380 \text{ А;} \\ 428 &< 1380 \text{ А;} \end{aligned}$$

Проверку на электродинамическое действие токов КЗ также опускаем, т.к. выполняется условие:

$$3,450 < 20 \text{ кА;}$$

По формуле (12.3.2) начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,205}} \right) = 31,61;$$

r_0 - радиус провода ($r=d/2=24,1/2=12,05$ мм)

Напряженность электрического поля вокруг провода (12.3.3), кВ/см:

$$E = 1,12 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,205 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 450}{\sqrt{1,205 \cdot 20}}} = 19,30;$$

$$k = 1 + 2 \frac{1,205}{20} = 1,12$$

Условие проверки (12.3.6):

$$1,07 \cdot 19,30 = 20,65 \leq 0,9 \cdot 31,61 = 28,44$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						54

$$E = 1,108 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,08 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 450}{\sqrt{1,08 \cdot 20}}} = 9,147;$$

$$k = 1 + 2 \frac{1,08}{20} = 1,108$$

Условие проверки (12.3.6):

$$1,07 \cdot 9,147 = 9,787 \leq 0,9 \cdot 31,99 = 28,79$$

Таким образом, провод 2* АС-240/39 проходит по всем требованиям.

12.4.4 Выбор длинной связи от автотрансформатора связи до ОРУ 110 кВ.

Проверка провода по экономической плотности тока (12.4.1).

$$g_{э} = \frac{328}{1,4} = 234,2$$

Принимаем два провода в фазе марки АС-240/39, диаметр провода d=21,6 мм.

Проверка сечения на нагрев производится по формуле (12.3.1):

$$I_{max} = 330 \text{ А};$$

$$I_{доп} = 610 \cdot 2 = 1220 \text{ А};$$

$$330 < 1220 \text{ А};$$

Дальнейшая проверка аналогична выбору длинной связи от блочного трансформатора до ОРУ 110 кВ по формулам (12.3.2)- (12.3.3).

Таким образом, провод 2* АС-240/39 проходит по всем требованиям.

В зависимости от технического задания токопроводы и шинопроводы могут быть укомплектованы самой разной электроаппаратурой:

- тороидальными трансформаторами тока ТШ, ТШВ, ТШЛ, GSR, IGWG и др.;
- трансформаторами напряжения ЗНОЛ, ЗНОЛП, UGE;

12.5.2 Выбор трансформаторов тока встроенных в блочный трансформатор 220 кВ

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в силовой трансформатор ТДЦ-80000/220 по [24]. Выберем трансформатор тока марки ТВ 220-IX-400/1.

Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}; \quad (12.5.2.1)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}; \quad (12.5.2.2)$$

$$400 \text{ А} \geq 210 \text{ А}$$

Проверка на электродинамическую стойкость.

Согласно [6], электродинамическая стойкость шинных и встроенных трансформаторов тока, определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

Проверка на термическую стойкость:

$$(k_T \cdot I_{1\text{НОМ}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (12.5.2.3)$$

где $t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости, если $t_{\text{тер}} > t_{\text{откл}}$ то берем $t_{\text{откл}} = 0,06\text{с}$

k_T – кратность термической стойкости

$$(25 \cdot 0,3)^2 \cdot 3 \geq 2,304;$$

$$168,750 \geq 2,304;$$

Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ} = 20$ Ом.

Таблица 12.5.2.1- Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВ 220-IX-400/1

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			А	В	С
Амперметр	Э-350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	0,5	5	-	5
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	0,5	2	-	2
Варметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Итого:			8,5	1,5	8,5

Определяем сопротивление приборов, Ом

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2} = \frac{8,5}{1^2} = 8,5; \quad (12.5.2.4)$$

$$r_{ПР} = Z_{2НОМ} - r_k - r_{ПРИБ} = 20 - 0,1 - 8,5 = 11,4$$

где $r_{ПР}$ – сопротивление провода, Ом;

$Z_{2НОМ}$ – номинальное сопротивление трансформатора тока, Ом;

r_k - сопротивление контактов, Ом;

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot L_{РАСЧ}}{r_{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{11,4} = 0,230; \quad (12.5.2.5)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, мм²;

$L_{РАСЧ}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Согласно [6], в качестве соединительных проводов используются многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше 2,5 мм² для медных жил. Примем медный контрольный кабель АКВРГ сечением $q=2,5$ мм² и пересчитаем сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{ПР} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{ПР} + r_k + r_{ПРИБ} = 1,05 + 0,1 + 8,5 = 11,41 \quad (12.5.2.6)$$

Условия выбора трансформатора тока сведем в таблицу 12.5.2.2

Таблица 12.5.2.2- Выбор трансформатора тока ТВ 220-IX-300/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчетная величина
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	220 кВ	220 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{раб\ max}$	300 А	210 А
$Z_{2НОМ} \geq Z_2$	20 Ом	11,41 Ом
$I_{макс\ дин} \geq i_{уд}$	-	-
$(k_T \cdot I_{1НОМ}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	168,750 кА ² с	2,304 кА ² с

12.5.3 Выбор трансформаторов тока встроенных в блочный трансформатор 110 кВ

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в силовой трансформатор ТДЦ-80000/110 по [24]. Выберем трансформатор тока марки ТВ 110-IX-500/1.

Условия выбора, расчетные и каталожные данные занесем в таблицу 12.5.3.2.

Прежде выполним расчеты по вторичной нагрузке используя формулы (12.5.2.4)- (12.5.2.6). Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ} = 30 \text{ Ом}$.

Таблица 12.5.3.1- Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВ 110-IX-500/1

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			А	В	С
Амперметр	Э-350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	0,5	5	-	5
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	0,5	2	-	2
Варметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Итого:			8,5	1,5	8,5

Определяем сопротивления приборов, Ом,

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{1^2} = 8,5;$$

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2НОМ} - r_{\text{к}} - r_{\text{ПРИБ}} = 30 - 0,1 - 8,5 = 21,4$$

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{21,4} = 0,082;$$

Примем медный контрольный кабель АКВРГ сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{\text{ПР}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ПРИБ}} = 0,7 + 0,1 + 8,5 = 9,3.$$

Условия выбора трансформатора тока сведем в таблицу 12.5.2.2

Таблица 12.5.3.2- Выбор трансформатора тока ТВ 110-IX-500/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчетная величина
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	110 кВ	110 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{раб\ max}$	500 А	328 А
$Z_{2НОМ} \geq Z_2$	30 Ом	9,3 Ом
$I_{макс\ дин} \geq i_{уд}$	-	-
$(k_T \cdot I_{1НОМ}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	300 кА ² с	6,797 кА ² с

12.5.4 Трансформатор тока встроенный в автотрансформатор связи на стороне ВН

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в автотрансформатор АДЦТН-63000/220/110 на обмотке высшего напряжения по [24]. Выберем трансформатор тока марки ТВ 220-IX-400/1.

Условия выбора, расчетные и каталожные данные занесем в таблицу 12.5.4.2.

Прежде выполним расчеты по вторичной нагрузке используя формулы (12.5.2.4)- (12.5.2.6). Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ} = 20$ Ом.

Таблица 12.5.4.1- Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВ 220-IX-400/1

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			А	В	С
Амперметр	Э350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик энергии	Альфа	0,5	3,6	3,6	3,6
Ваттметр	Д365	1,5	0,5	0,5	0,5
Варметр	Д365	1,5	0,5	0,5	0,5
Итого:			5,1	5,1	5,1

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

Определяем сопротивления приборов, Ом,

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{5,1}{1^2} = 5,1;$$

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{к}} - r_{\text{ПРИБ}} = 20 - 0,1 - 5,1 = 14,8$$

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{14,8} = 0,118;$$

Примем медный контрольный кабель АКВРГ сечением $q=2,5$ мм² и пересчитаем сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{\text{ПР}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ПРИБ}} = 0,7 + 0,1 + 5,1 = 5,9.$$

Условия выбора трансформатора тока сведем в таблицу 12.5.4.2

Таблица 12.5.4.2- Выбор трансформатора тока ТВ 220-IX-400/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчетная величина
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб max}}$	400 А	164 А
$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$	20 Ом	5,9 Ом
$(k_{\text{T}} \cdot I_{1\text{НОМ}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	168,75 кА ² с	2,304 кА ² с

12.5.5 Трансформатор тока встроенный в автотрансформатор связи на стороне СН

Выполним проверку для трансформатора тока встроенного в автотрансформатор АДЦТН-63000/220/110 на обмотке среднего напряжения по [24]. Выберем трансформатор тока марки ТВ 110-IX-400/1.

Прежде выполним расчеты по вторичной нагрузке используя формулы (12.5.2.4)- (12.5.2.6). Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$.

Таблица 12.5.5.1- Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВ 110-1-400/1

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			А	В	С
Амперметр	Э-350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	0,5	5	-	5
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	0,5	2	-	2
Варметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Итого:			8,5	1,5	8,5

Определяем сопротивления приборов, Ом,

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{1^2} = 8,5;$$

$$r_{\text{ПР}} = z_{2НОМ} - r_{\text{к}} - r_{\text{ПРИБ}} = 20 - 0,1 - 8,5 = 11,4$$

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{11,4} = 0,153;$$

Примем медный контрольный кабель АКВРГ сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов, Ом,

Таблица 9.5.6.2- Выбор трансформатора тока ТОГФ-220-600/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчетная величина
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	220 кВ	220 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{раб\ max}$	600 А	507 А
$Z_{2НОМ} \geq Z_2$	30 Ом	16,75 Ом
$(k_T \cdot I_{1НОМ}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	13,500 кА ² с	2,304 кА ² с

12.5.7 Выбор трансформатора тока в цепи РУ 110 кВ:

В цепи РУ 110 кВ выбираем трансформатор тока типа ТОГФ 110-400/1.

Условия выбора, расчетные и каталожные данные занесем в таблицу.

Прежде проведем проверку по вторичной нагрузке используя формулы (12.5.2.4)- (12.5.2.6). Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ} = 30$ Ом.

Таблица 12.5.7.1- Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ 110-400/1

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			А	В	С
Амперметр	Э-350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик энергии	Альфа	0,5	3,6	3,6	3,6
Ваттметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Варметр	Д-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Датчик энергии	Е-729	0,5	10	10	10
Ваттметр ШУ	Д-335	0,5	0,5	-	-
Итого:			15,6	15,1	15,1

Определяем сопротивления приборов, Ом,

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{15,6}{1^2} = 15,6;$$

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{к}} - r_{\text{ПРИБ}} = 30 - 0,1 - 15,6 = 14,3$$

Сечение проводов, мм²,

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{24,3} = 0,072;$$

$$r'_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 1,05$$

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{\text{ПР}} + r_{\text{к}} + r_{\text{ПРИБ}} = 1,05 + 0,1 + 14,3 = 15,45.$$

Условия выбора трансформатора тока сведем в таблицу 12.5.7.2

Таблица 12.5.7.2- Выбор трансформатора тока РУ 110 кВ

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчетная величина
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб max}}$	400 А	328 А
$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$	30 Ом	16,4 Ом
$(k_{\text{T}} \cdot I_{1\text{НОМ}}^2) \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	300 кА ² с	6,797 кА ² с

12.6 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

12.6.1 Выбор измерительных трансформаторов напряжения в цепи генератора

Так как участок от выводов генератора до стены турбинного отделения выполнен элегазовым комплектным токопроводом, то конструкция выполнена модульно, следовательно, трансформатор тока установлен заводом изготовителем.

12.6.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения в цепи РУ 220 кВ

Выполним проверку для трансформатора напряжения, установленного в цепи РУ 220. Трансформатор напряжения марки, согласно [8], НКФ-220-58.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [6]

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}; \quad (12.6.2.1)$$

$$220 \geq 220.$$

2. По вторичной нагрузке

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma} \quad , \quad (12.6.2.2)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ -номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных трансформатору напряжения.

Таблица 12.6.2.1- Вторичная нагрузка НКФ-220-58

Прибор	Тип	$S_{обм}, \text{ВА}$	Кол-во обмоток	$\text{Cos}\phi, \text{о.е.}$	$P, \text{Вт}$	$Q, \text{Вар}$
Вольтметр	Э-377	2	1	1	2	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	4	2	1	8	-
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	2	1	4	-
Частотомер	Э-372	3	1	1	3	-
Итого					23	

Определим вторичную нагрузку ТН, ВА,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0} = 23.$$

Условия выбора, расчетные и каталожные данные занесем в таблицу.

Таблица 12.6.2.2- Выбор трансформатора напряжения НКФ-220-58У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчетная величина
$U_{НОМ} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$S_{НОМ} \geq S_{2\Sigma}$	400 ВА	23 ВА

12.6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения в цепи РУ 110 кВ

Выполним проверку для трансформатора напряжения, установленного в цепи РУ 110. Трансформатор напряжения марки, согласно [14], НКФ-110-58.

Трансформаторы напряжения выбираются аналогично пункту 12.6.2 по формулам (12.6.2.1) - (12.6.2.2):

1. По напряжению установки:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ};$$

$$110 \geq 110.$$

2. По вторичной нагрузке

$$S_{НОМ} \geq S_{2\Sigma}$$

Таблица 12.6.3.1- Вторичная нагрузка НКФ-110-58

Прибор	Тип	$S_{обм}, \text{ВА}$	Кол-во обмоток	$\text{Cos}\phi, \text{о.е.}$	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-377	2	1	1	2	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	4	2	1	8	-
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	2	1	4	-
Частотомер	Э-372	3	1	1	3	-
Итого					23	

Определим вторичную нагрузку ТН, ВА,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0} = 23.$$

13 Выбор аппаратуры для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений

В РУ, к которым присоединены воздушные ЛЭП, для защиты от волн, поступающих с линий электропередачи, должны быть установлены ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

Выбор ОПН производят по наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению [13]. Условие выбора следующее:

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot U_{\text{НС}}, \quad (13.1)$$

Где $U_{\text{НС}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, значения приведены в таблице 13.1;

$U_{\text{НРО}}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя.

Таблица 13.1 - Номинальные и наибольшие рабочие напряжения сетей высокого напряжения.

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$U_{\text{НАИБ.РАБ}}$, кВ	$U_{\text{НС}}$, кВ
220	252	145,7
110	126	72,8
10	13	8,5

Места установки ОПН определяют функциональным назначением соответствующего ограничителя и рекомендациями ПУЭ.

Выбранные ОПН сведены в таблицу 13.2.

Таблица 13.2 – Характеристики ОПН

Тип	Данные ОПН по каталогу, кВ	Расчетная величина, кВ
ОПН-П-220/146-10 УХЛ1 - ЗЭУ	146	145,7
ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	80	72,8
ОПН-10/680/24-10-III УХЛ1	14	9,8

14 Описание выбранных схем открытых распределительных устройств

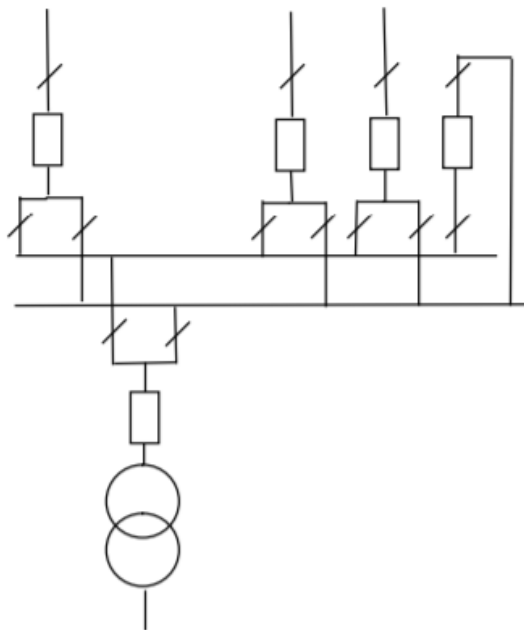


Рисунок 14- Две рабочие системы шин

Для ОРУ 220 кВ и для ОРУ 110 кВ были выбраны схемы с двумя рабочими системами шин.

Достоинства схемы:

1. Возможность производить ремонт одной системы шин без перерыва в работе присоединений;
2. Повышение надежности электроснабжения;
3. Возможность переключений отдельных присоединений с одной системы сборных шин на другую.

Недостатки схемы:

1. При ремонте одной из систем шин снижается надежность РУ
2. При замыкании в шиносоединительном выключателе отключаются обе системы шин;
3. В случае внешнего замыкания и отказа выключателя, соответствующего присоединение, отключается система шин;
4. Сложность РУ;
5. Большое количество разъединителей.

Схема отвечает необходимой надежностью.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

БР-13.03.02.04 ПЗ

Лист

75

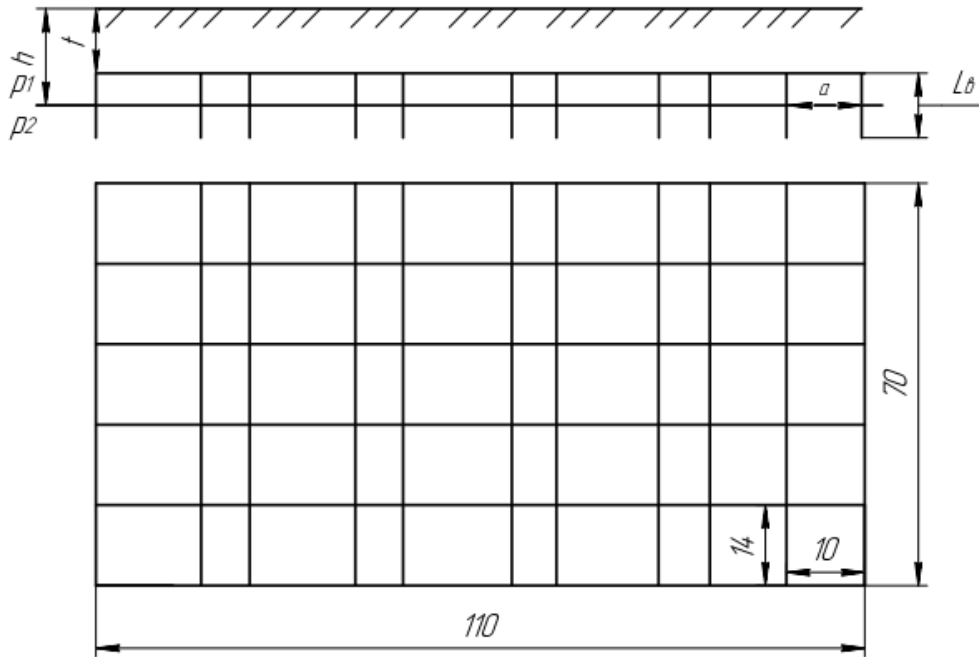


Рисунок 15.1 Заземляющее устройство подстанции

Определим коэффициент прикосновения

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_{\text{В}} \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (15.2)$$

где M - параметр, зависящий от отношения ρ_1/ρ_2 ;

из [1] $M= 0,79$ при $\rho_1/\rho_2=400/60=6,6$;

S - площадь РУ, занимаемая подстанцией, м^2 (см. рисунок 15.1);

$L_{\text{В}}$ -длина вертикальных заземлителей, $L_{\text{В}}= 4$ м;

L_{Γ} - суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, определяется по плану подстанции, $L_{\Gamma}=264$ м;

a -расстояние между вертикальными заземлителями, $a = 10$ м;

β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625, \quad (15.3)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$, $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_1$

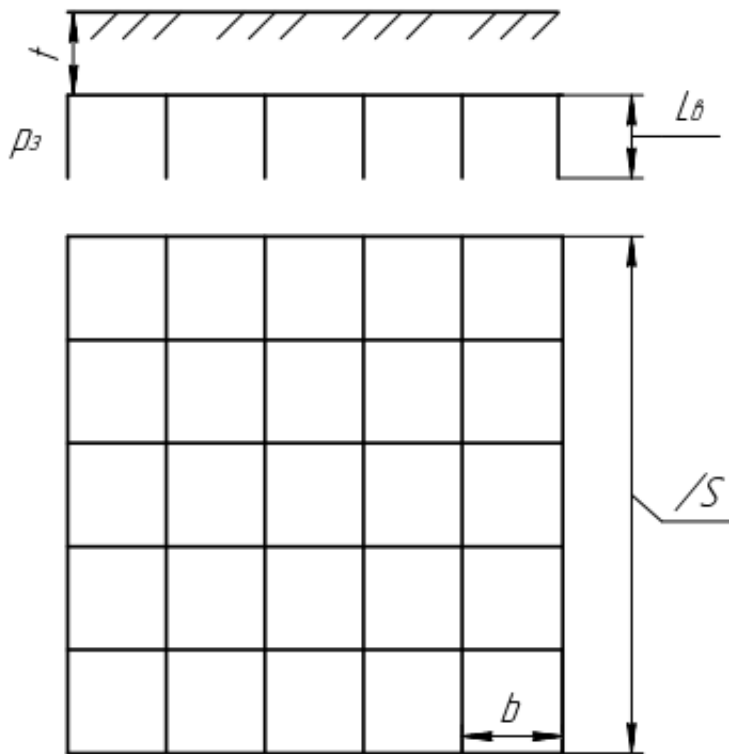


Рисунок 15.2- Расчетная модель заземляющего устройства

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{87,7}{1} = 87,7 \text{ м}; \quad (15.10)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{1 \cdot L_B} = \frac{4 \cdot 87,7}{4} = 87,7; \quad (15.11)$$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = L_B \cdot n_B = 4 \cdot 88 = 352 \text{ м}; \quad (15.12)$$

Относительная глубина при $t = 0,7$

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,7}{87,7} = 0,0535; \quad (15.13)$$

Тогда при $0 \leq \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1$

Находим величину А

16. Расчет молниезащиты

Согласно [21] здания и сооружения станций и подстанций, ОРУ напряжением 35–500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

От прямых ударов молнии электроустановки защищают стержневыми и тросовыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами.

Каждый молниеотвод защищает вокруг себя строго определенное пространство, вероятность прорыва молнии в которое равна 0,005-0,05.

Расчет грозозащиты заключается в определении требуемой высоты и мест установки молниеотводов. Необходимо, чтобы все конструктивные элементы РУ и электроаппараты попадали в зону защиты молниеотводов.

Чаще всего защита РУ обеспечивается правильным размещением молниеотводов по углам наибольшего прямоугольника.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы.

16.1 Молниезащита ОРУ 220 кВ

Электрические станции и подстанции по [21] относятся к специальным объектам, и по отраслевому руководящему документу РД 153–34.3–35.125–99, вероятность защиты этих объектов должна P_z быть не менее 0,995.

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней (молниеприемников), возвышающихся над защищаемыми объектами, соединенных с заземлителем.

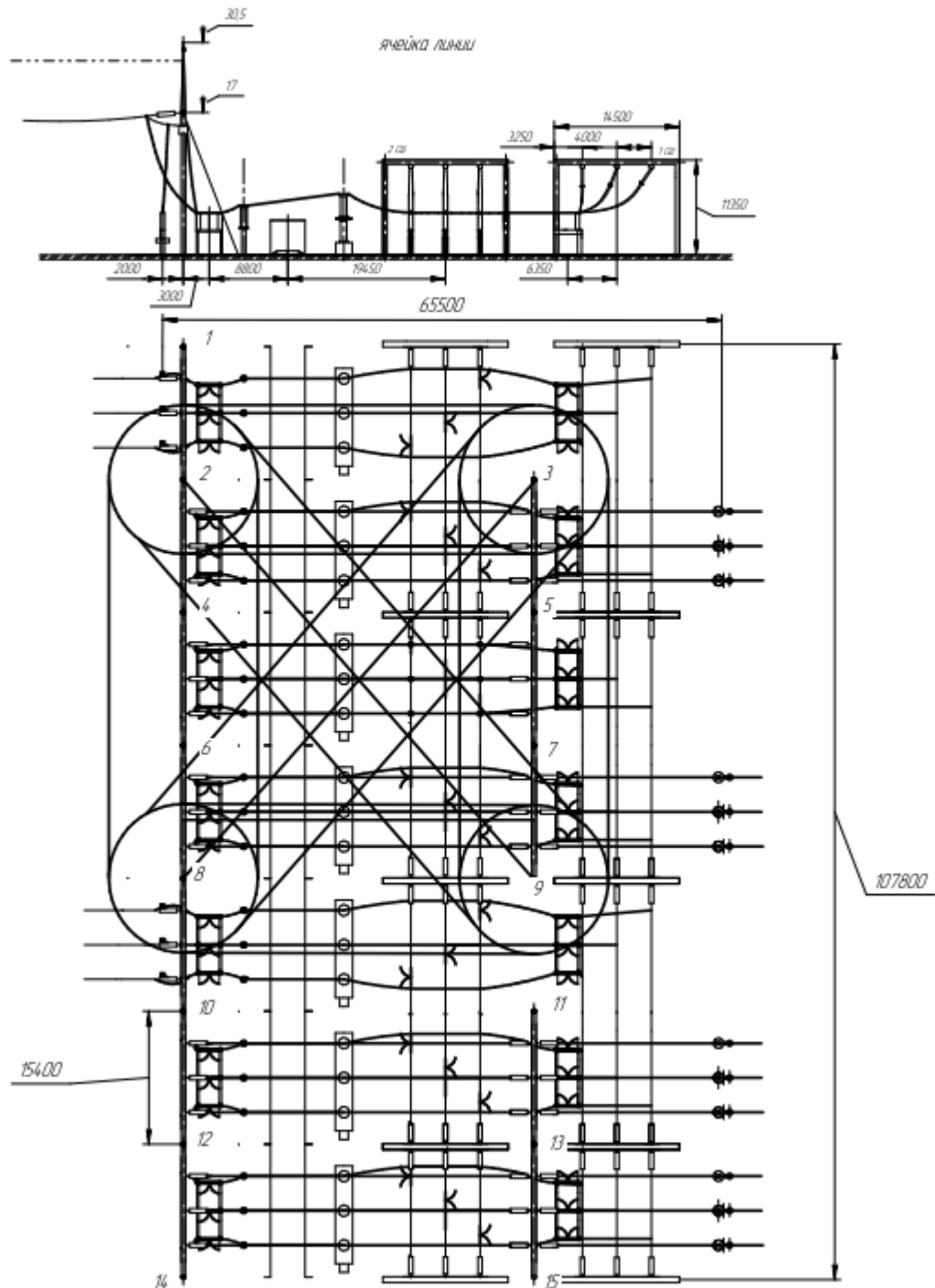


Рисунок 16.1 - План принятого типового РУ с разрезами по основным ячейкам
 Наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний, на рис. 1 это гибкие шины на высоте $h_x = 17$ м. Ориентировочно выбираем места установки молниеотводов на порталах (рис. 16.1 точки 2–3–8–9). Далее определим диагональ этого прямоугольника ($L_{2-9} = 61,50$ м).

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

БР-13.03.02.04 ПЗ

Лист

82

Определим предельную высоту молниеотвода h_{Π} , обеспечивающую отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L2-9, для вероятности защиты $P_z=0.995$.

Тогда высота молниеотвода $h=30,5$ м.

Предельное расстояние рассчитывается по, м

$$L_{max} = [4,35 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)] \cdot h, \quad (16.1)$$

Где h - высота молниеотвода $h=30,5$ м;

Тогда по (16.1)

$$L_{max} = [4,35 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (30,5 - 30)] \cdot 30,5 = 132,62,$$

Граница зоны защиты рассчитывается по, м

$$L_c = [2,25 - 0,0107 \cdot (h - 30)] \cdot h, \quad (16.2)$$

$$L_c = [2,25 - 0,0107 \cdot (30,5 - 30)] \cdot 30,5 = 68,46$$

Высота подвеса рассчитывается по, м

$$h_{\Pi} = 120 - \sqrt{14400 - \left(\frac{L_c}{0,0107}\right)}, \quad (16.3)$$

$$h_{\Pi} = 120 - \sqrt{14400 - \left(\frac{68,46}{0,0107}\right)} = 30,54$$

Определяем параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода h_0 и r_0 .

Высота конуса рассчитывается по, м

$$h_0 = 0,72 \cdot h, \quad (16.4)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 30,5 = 21,96$$

Радиус конуса r_0 , м

$$r_0 = [0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)] \cdot h, \quad (16.5)$$

$$r_0 = [0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (30,5 - 30)] \cdot 30,5 = 21,33$$

По формуле (16.6) находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте h_x (для рис. 16,1 $h_x=17$ м).

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (16.6)$$

$$r_x = \frac{21,33 (21,96 - 17)}{21,96} = 4,82$$

Строим сечения зон защиты на высоте h_x для рассматриваемых молниеотводов 2,3,8,9 (рис. 2).

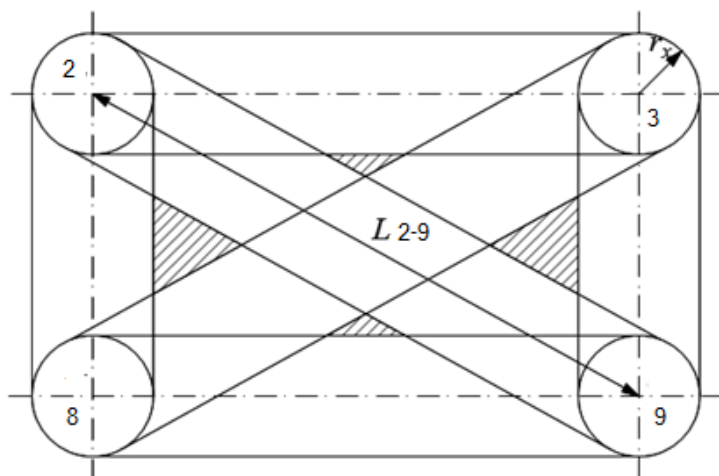


Рисунок 16.2- Сечения зон защиты

Если в зону защиты не вписываются некоторые виды оборудования, их дополнительно защищают молниеотводами на прожекторных мачтах.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

17 Выбор основного энергетического оборудования ТЭЦ

17.1 Выбор турбин

Тип и мощность устанавливаемых турбин должны обеспечивать необходимое соотношение электрического и теплового потребления. Параметры пара и отборов турбин или из противодавления должны соответствовать требованиям потребителей тепла.

С учетом заданного количества турбогенераторов и их мощности 3х65 МВт, принимаем для данной станции паровые турбины типа ПТ-65/75-130/13 с номинальной мощностью 65 МВт и начальным давлением 12,75 МПа. Параметры турбин приведены в таблице 17.1.1 из [22].

Таблица 17.1.1 – Справочные данные турбин

Параметры	ПТ-65/75-130/13
Завод изготовитель	ЛМЗ
Номинальная мощность, МВт	65
Максимальный расход пара на турбину, т/ч	405
Максимальный отбор пара на производство, т/ч	250
Максимальное количество отпускаемого тепла с горячей водой, Гкал/ч	90
Давление на входе, МПа	12,75
Температура на входе, С	555
Полная длина турбины, м	23,46
Полная длина турбоагрегата, м	14,23
Общий вес турбины, т	260
Наибольшая монтажная масса, т	45

Регенеративная установка турбины состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэратора 6 кгс/см² и трех подогревателей высокого давления. Часть охлаждающей воды после конденсатора отбирается на водоприготовительную установку.

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

17.2 Выбор парогенераторов

Выбор параметров пара и количества парогенераторов определяется сделанным ранее выбором турбин и структурных технологических схем соединения основного теплоэнергетического оборудования электростанции.

Единичная мощность парогенераторов выбирается на основании часового расхода пара. Выбираем парогенератор типа Е420-13.8-БТ. Справочные данные парогенератора приведены в таблице 17.2.1 из [9].

Таблица 17.2.1 – Справочные данные парогенератора

Параметры	Данные
Завод изготовитель	Сибэнергомаш
Топливо	Назаровский бурый уголь
Производительность, т/ч	420
Давление, МПа	13,8
Ширина, м	19,5
Глубина, м	20
Высота, м	42

Котел вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, однобарабанный, однокорпусный, П-образной компоновки, с уравновешенной тягой, в газоплотном исполнении. Имеется вариант для установки в сейсмичных районах.

Топка оборудована пылеугольными горелками, воздушными соплами верхнего дутья и системой сопел нижнего дутья.

В зависимости от вида и характеристики сжигаемого топлива применяются различные конструкции горелочных устройств и схемы их размещения в топке.

Для обеспечения нормативных выбросов оксидов азота (NO_x) на котле организовано ступенчатое сжигание топлива за счет подачи части горячего воздуха, необходимого для выгорания топлива, в холодную воронку через систему сопел нижнего дутья и выше пылеугольных горелок через воздушные сопла верхнего дутья. Воздушные сопла нижнего дутья расположены по встречно-смещенной схеме на скатах холодной воронки. Воздушные сопла верхнего дутья расположены на стенах топки выше пылеугольных горелок.

Котел поставляется транспортабельными блоками.

18. Компоновка главного корпуса ТЭЦ

Максимальная экономичность и индустриальность строительства, практика проектирования и эксплуатации определяет следующие требования к компоновке ГК:

- надежность, прочность и долговечность;
- удобство эксплуатации;
- экономичность и эстетичность.

Выбираем ГК пылеугольной ТЭЦ по серийному проекту 67-68. Данный проект разработан для установки турбин разного типа мощностью 50 и 100 МВт и котлов производительностью от 320 до 480 т/ч. Компоновка принята с параллельным сомкнутым расположением ТО, БДО и КО. При пылеугольном топливе предусматривают стальную этажерку пролетом 6,65 м в КО. Машзал выполняют с подвальным помещением. Продольный шаг конструкций 12 м. Железобетонные конструкции каркаса ТЭЦ унифицированы с серийным проектом КЭС [9].

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию I на 1 октября 2010г. -Москва: КНОРУС, 2010. — 488 с.
2. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34. 0-20.527-98.
3. СТО 56947007—29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. - Взамен документа «Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций»; дата введ. 20.12.2007. - ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. - 132 с.
4. СТО 4.2—07—2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. — Введен взамен СТО 4.2—07—2012 ; дата введ. 9. 01. 2014. - Красноярск: БИК СФУ, 2014. - 60 с.
- 5.Свод правил по проектированию тепловых электрических станций. СП ТЭС-2007.
6. Справочник по проектированию электрических сетей/ под.ред. Д.Л. Файбисовича.-4-е изд.,перераб. и доп.-М.: ЭНАС, 2012.-376с. : ил.
7. Электрическая часть станций и подстанций. Коммутационные аппараты : учеб, пособие / И.В. Коваленко.- Красноярск : ИЛК СФУ, 2009.-188 с.
8. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб, пособие для вузов — 4-е изд., перераб. и доп. — . М. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.

						БР-13.03.02.04 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			88

19. Генераторный выключатель HECS-100R/130R [Электронный ресурс]– Режим доступа: https://library.e.abb.com/public/-e19c24e67bbbe0e9c1257d2c00447115/HECS_R_Ru_high_AC.pdf

20. Токопроводы комплектные пофазно-экранированные генераторного напряжения 6, 10, 20, 24, 27, 35 кВ серии ТЭНЕ | АБС ВНИИР [Электронный ресурс]: <https://www.vniir.ru/p/tokoprovody/tene/>

21. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций / ЦПТИ ОРГРЭС.-М., 2004.-62 с.

22. СТО 70238424.27.040.022-2009 Турбина паровая ПТ-65/75-130 ЛМЗ. Технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования [Электронный ресурс]– Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/708/4293807088.pdf>

23. Турбогенераторы НПО «ЭЛСИБ» ПАО [Электронный ресурс]– Режим доступа: <https://elsib.ru/wp-content/uploads/2016/10/Turbogenerator.pdf>

24. Встроенные трансформаторы тока. ОАО Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс]– Режим доступа: https://www.czt.ru/userFiles/kat_TB-2019_small.pdf

Приложение А

Результаты расчетов токов КЗ на программе ТКЗ3000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА :

Имя сети : BKRZAS

Число узлов КЗ: 4

Число коммутаций: 0

Число дополнительных ветвей: 0

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 7

Упа 1.10 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.00 1.59)

I1 639 -90

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 6

Упа 1.10 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.00 1.69)

I1 1238 -90

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 3

Упа 1.10 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.00 0.95)

I1 1440 -90

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 4

Упа 1.10 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.00 1.28)

I1 929 -90

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
институт
Кафедра «Электроэнергетики»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

В.И.Пантелеев

инициалы, фамилия

« 7 » сентября 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМАТЕ БАКАЛАВОРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту Засимову Ивану Игоревичу

Группа ФЭ18-03Б Направление (специальность) 13.03.02.04

Электроэнергетика, (профиль) Электрические станции.

Тема выпускной квалификационной работы:

«Проект ТЭС-195 МВт с элементами 3D моделирования распределительного устройства».

Утверждена приказом о университет №1151/с от 27.01.22

Руководитель ВКР И.В. Коваленко, канд.техн.наук, доцент кафедры «Электроэнергетики» ПИ СФУ.

Исходные данные для ВКР:

1. Мощность станции 195 МВт, 3 х 65 МВт
2. Связь с системой от ГПП завода по ВЛ-220кВ, L=230 км, Sc=2510МВА, Xc=1,1 о.е, Sрез=9 %
3. Нагрузка на 220 кВ: $P_{\max}=80$ МВт, $\cos\varphi=0,85$ о.е
Нагрузка на 110 кВ: $P_{\max}=50$ МВт, $P_{\min}=25$ МВт, $\cos\varphi=0,8$ о.е
4. Место сооружения станции: Юг Красноярского края
5. Основной вид топлива: бурый уголь
6. Резервное топливо: Мазут
7. Система водоснабжения прямоточная
8. Энергосистема: Красноярская (Операционная зона красноярского РДУ)

Перечень разделов ВКР: Разработка вариантов структурных схем с обоснованием выбора основного генерирующего и трансформаторного оборудования и схем его присоединения к РУ; составление диаграмм перетоков мощности по вариантам структурных схем; выявление оптимального варианта схемы на основе современных технико-экономических показателей с учетом надежности электроснабжения потребителей; формирование схемы замещения и расчет токов КЗ; выбор электрооборудования и токоведущих частей в схеме выдачи мощности; выбор схемы РУ основных напряжений.

Перечень графического материала: 1) Главная схема электрической соединений; 2) Разрез характерных ячеек ОРУ-220; 3) 3D модель ОРУ-220;

Руководитель ВКР



подпись

И.В.Коваленко

Задание принял к исполнению



подпись

И.И. Засимов

«7» декабря 2021г.

Заявление о согласии выпускника на размещение выпускной квалификационной работы в электронно-библиотечной среде ФГАОУ ВО СФУ

1 Я, Засмилов Иван Игоревич

фамилия, имя, отчество полностью

студент (ка) Политехнический институт ф. ФЭ18-03Б.

институт/ группа

Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский федеральный университет» (далее – ФГАОУ ВО СФУ), разрешаю ФГАОУ ВО СФУ безвозмездно воспроизводить и размещать (доводить до всеобщего сведения) в полном объеме написанную мною в рамках выполнения образовательной программы

выпускная квалификационная работа бакалавра
указать выпускную квалификационную работу бакалавра, дипломную работу специалиста, дипломный проект специалиста, магистерскую диссертацию

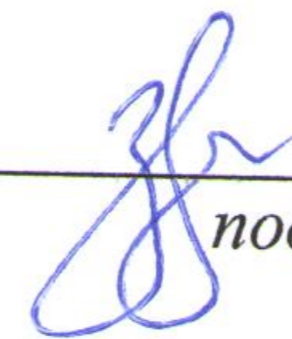
на тему: Проект ТЭС-195 МВт с элементами 3D моделирования распределительных устройств

название работы

в открытом доступе в электронно-библиотечной среде (на веб-сайте СФУ), таким образом, чтобы любой пользователь данного портала мог получить доступ к выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) из любого места и в любое время по собственному выбору, в течение всего срока действия исключительного права на выпускную работу.

2 Я подтверждаю, что выпускная работа написана мною лично, в соответствии с правилами академической этики и не нарушает авторских прав иных лиц.

« 16 » - 06. 2022


подпись

**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

О Т З Ы В

руководителя о дипломном проекте

студента направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» профиля «Электрические станции» группы ФЭ18-036

Засимова Ивана Игоревича

1. Дипломный проект выполнен по заданию кафедры «Электроэнергетика» и утвержденном приказом по Сибирскому Федеральному Университету №1151/с от 27.01.2022 г.

2. В дипломном проекте решены следующие задачи:

Разработка вариантов структурных схем с обоснованием выбора основного генерирующего и трансформаторного оборудования и схем его присоединения к РУ; составление диаграмм перетоков мощности по вариантам структурных схем; выявление оптимального варианта схемы на основе современных технико-экономических показателей с учетом надежности электроснабжения потребителей; формирование схемы замещения и расчет токов КЗ; выбор электрооборудования и токоведущих частей в схеме выдачи мощности; выбор схемы РУ основных напряжений;.

Отдельно можно отметить разработку 3d модели распределительного устройства.

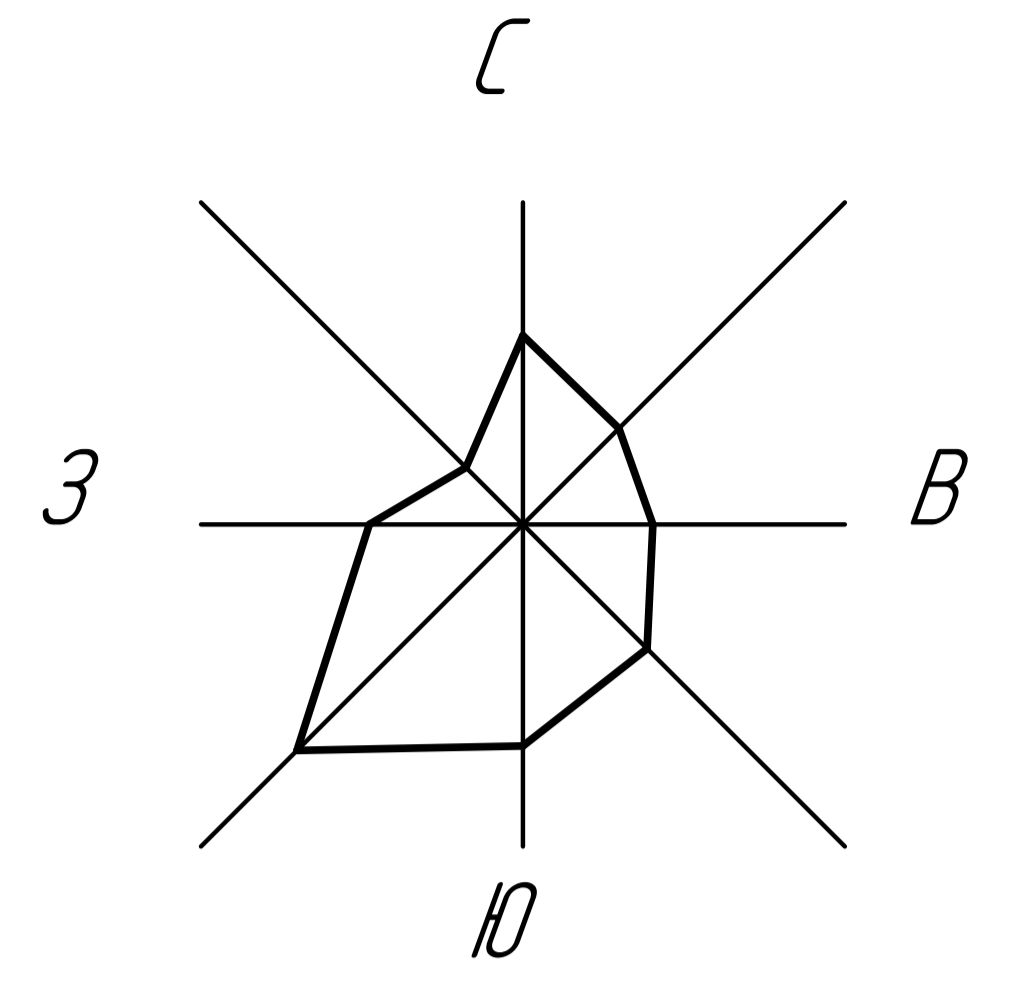
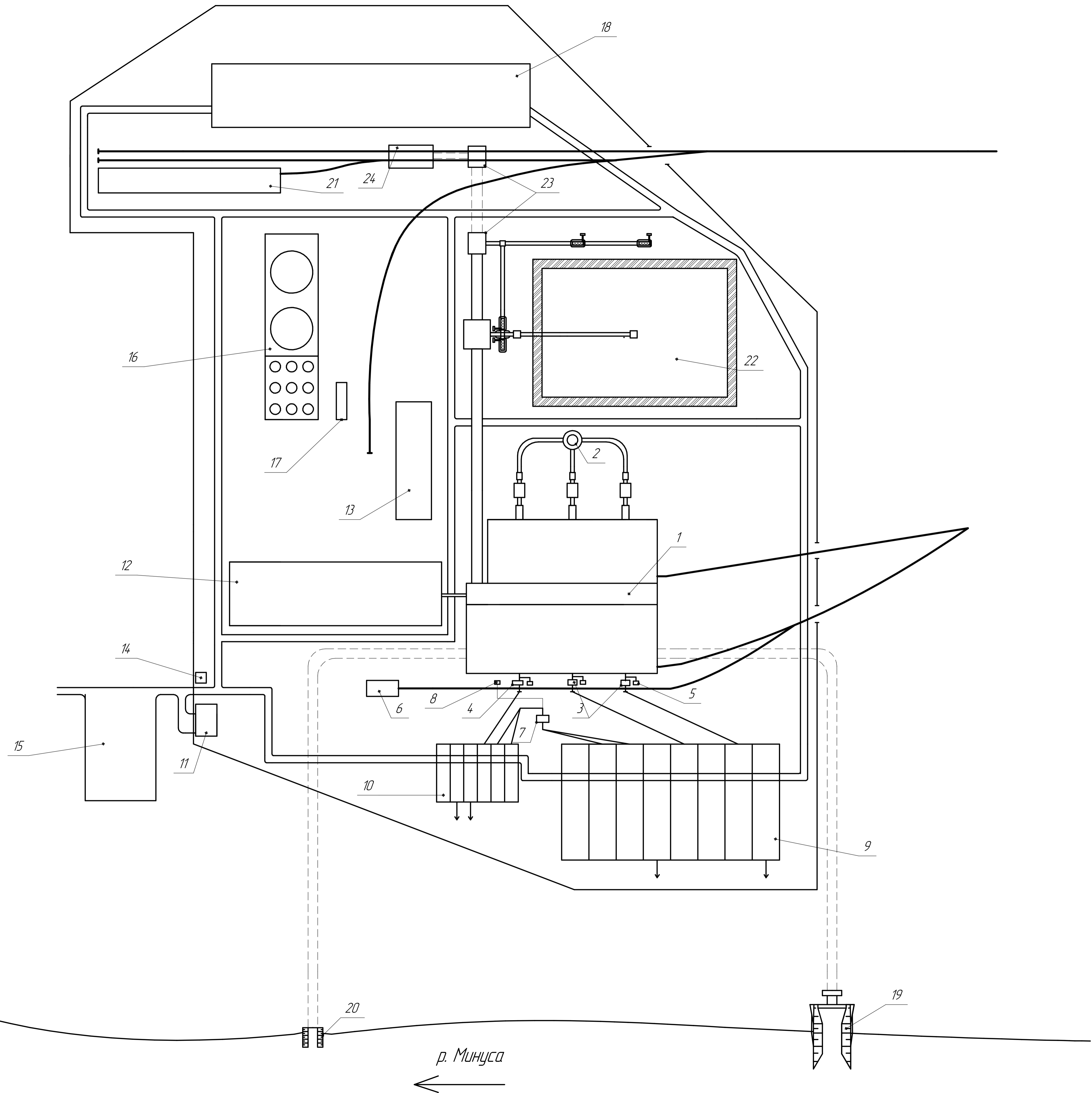
3. Замечания и предложения _____
замечаний нет

4. Оценка «отлично»

Руководитель проекта

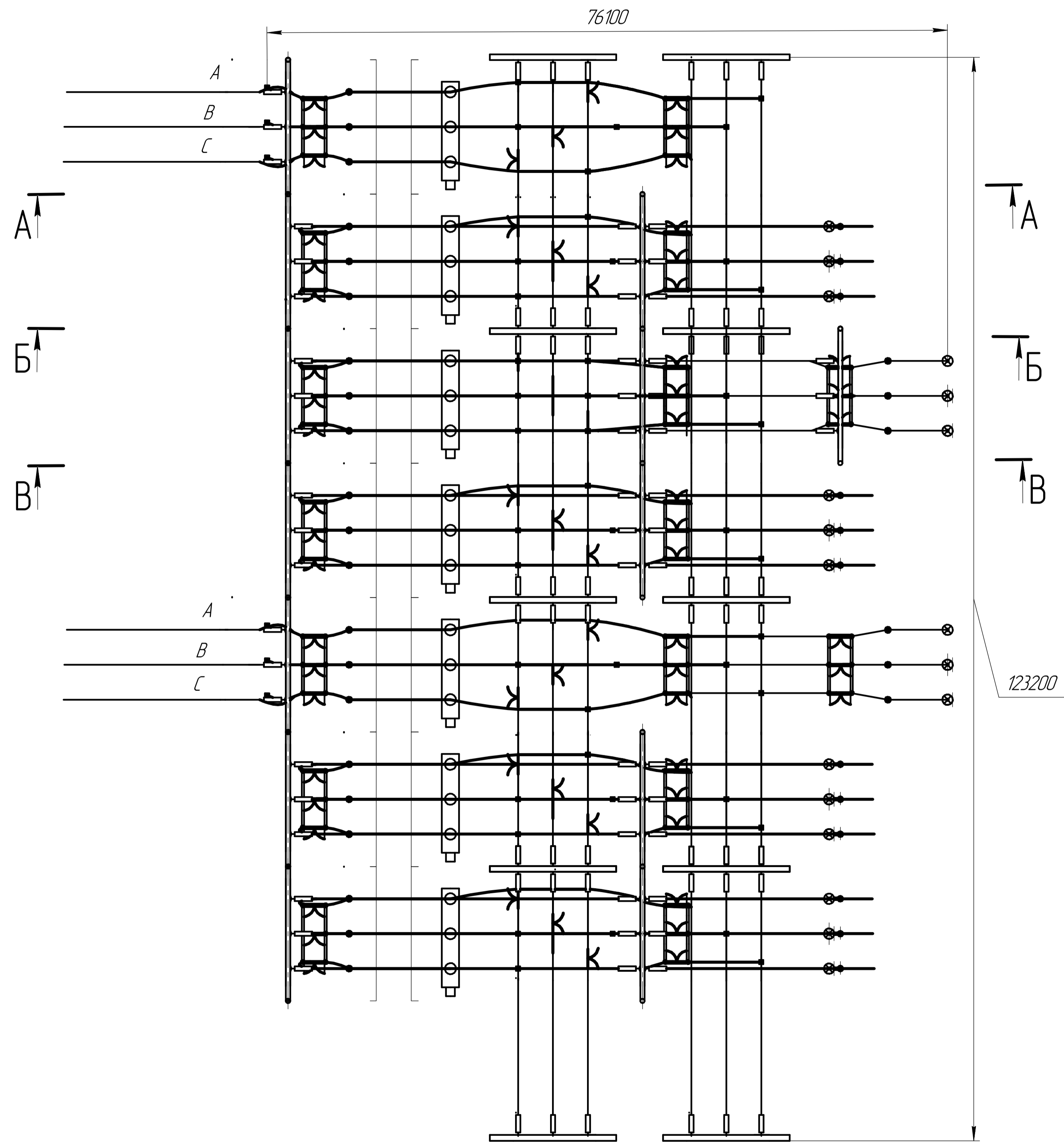
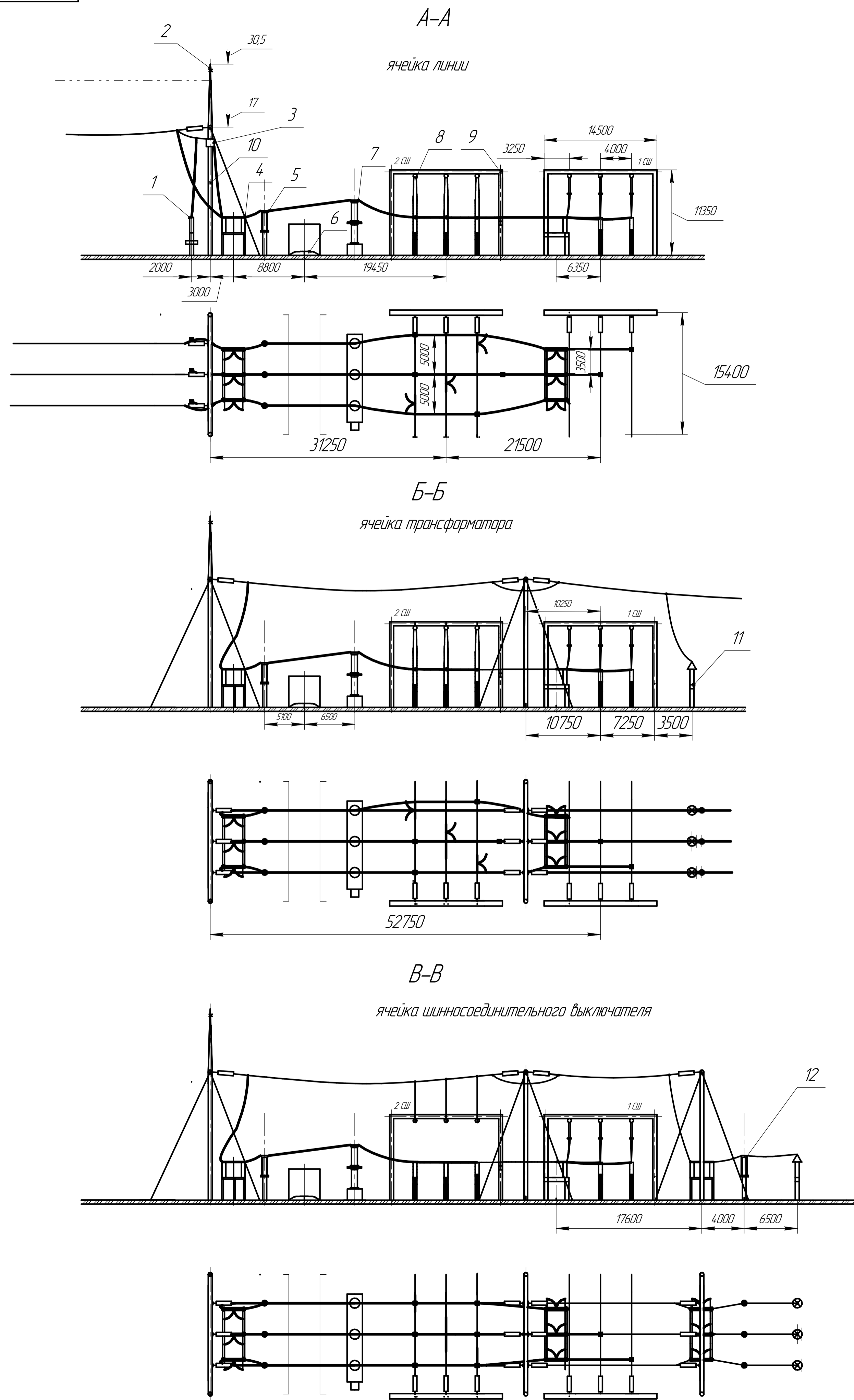

_____ подпись

Коваленко И. В.
Ф. И. О.



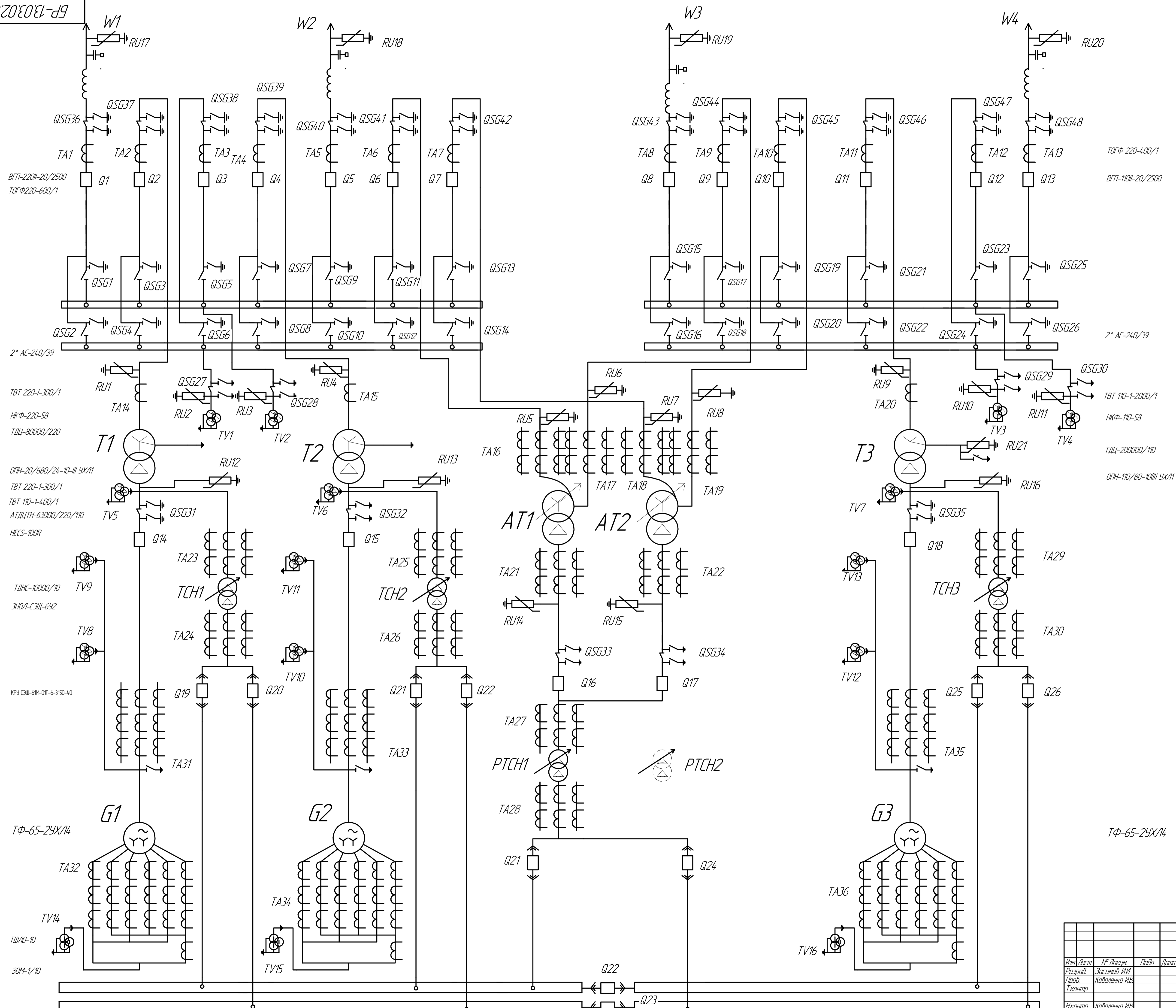
ИЗМ. № 01 20.04.2010 Учреждение «ВЭИ» © 2010 ООО «АСОП-Системы проектирования». Россия. Все права защищены.
 Изд. № 01/10
 Лист № 01/10
 Дата
 Проект
 Т.контр.
 Инж. Коваленко ИВ
 Утв. Пантилеев ВМ
 Не для коммерческого использования

				БР-13.03.02.04		
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Генеральный план ТЭЦ 195МВт	
Разраб.	Засимов ИИ					
Проект.	Коваленко ИВ				Лист	Листов 1
Т.контр.					Кафедра "Электроэнергетики"	
Инж. Контр.	Коваленко ИВ				Проект ТЭС-195 МВт с элементами 3D моделирования распределительного устройства	
Утв.	Пантилеев ВМ				Капирова	
						Масштаб
						1500
						Формат А1



				БР-13.03.02.04		
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист	Масштаб
Разраб.	Засимов ИИ					1400
Проб.	Коваленко ИВ				Лист	Листов 1
Т.контр.					Кафедра "Электроэнергетики"	
Исполн.	Коваленко ИВ	План разрез ячеек ОРУ 220 ТЭС 195 МВт				Формат А1
Утв.	Панфилов В.И.	Проект ТЭС-195 МВт с элементами 3D моделирования распределительного устройства				
				Копирайтер		

© 2010-2014 ООО "Энергетическая компания" Ростовская область, г. Ростов-на-Дону
 Проект № 13.03.02.04
 Лист № 1
 Подп. и дата



ВГТ-220И-20/2500
ТОГФ-220-600/1

2* AC-240/39

ТВТ 220-1-300/1
НКФ-220-58
ТДЛ-80000/220

ОПН-20/680/24-10-III 4X/11
ТВТ 220-1-300/1
ТВТ 110-1-400/1
АТДЛТН-63000/220/110
HECS-100R

ТДН-10000/10
ЭНОА-СЭШ-652

КРЭ СЭШ-6М-0Т-6-350-40

ТФ-65-24X/14

ТШ/10-10

30М-1/10

ТОГФ-220-400/1

ВГТ-110И-20/2500

2* AC-240/39

ТВТ 110-1-2000/1

НКФ-110-58

ТДЛ-200000/110

ОПН-110/80-10III 4X/11

ТФ-65-24X/14

БР-13.03.02.04				Лист	Масштаб
Электрическая схема				Лист	Листов 1
Проект ТЭС-195 МВт с элементами 30 моделирования распределительного устройства				Кафедра "Электро- энергетики"	
Копировал				Формат А1	

ИПР: Э.В.Чубаров © 2010-2014. Все права защищены.
 Лист № 001
 Дата: 10.03.2014

КОМПАС-3D v20 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		1	ГК	Главный корпус	1	
		2	ДТ	Дымовая труба	2	
		3	ТДЦ-80000/220	Блочный трансформатор	2	
		4	ТДЦ-80000/110	Блочный трансформатор	1	
		5	ТСН	Трансформатор собственных нужд	3	
		6	ТМХ	Трансформаторно-масляное хозяйство	1	
		7	АТ	Автотрансформатор	2	
		8	РТСН	Резервный ТСН	2	
		9	ОРУ 220кВ	Открытое распред. устройство	1	
		10	ОРУ 110кВ	Открытое распред. устройство	1	
		11	ПД	Пожарное депо	1	
		12	ОВК	Объед. вспомогат. комплекс	1	
		13	ХВО	Химводоочистка	1	
		14	П	Проходная	1	
		15	Р	Автостоянка	1	
		16	МХ	Масляное хозяйство	1	
		17	Нм	Насосная станция для масла	1	
		18	ЦНС	Центральный материальный склад	1	
		19	Н	Насосная станция	1	
		20	СБ	Сбросной канал	1	
		21	Р	Размораживающее устройство	1	
		22	Топл.с	Топливный склад	1	
		23	УП	Узел пересыпки	2	
		24	Во	Вагоноопрокидыватель	1	

Подп. и дата
 Подп. и дата
 Инв. № дробл.
 Инв. № инв.
 Взам. инв. №
 Инв. № подл.

БР-13.03.02.04

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Засимов И.И.		
Пров.		Коваленко И.В.		
Н.контр.		Коваленко И.В.		
Утв.		Пантилеев В.И.		

Генеральный план
ТЭЦ 195МВт с элементами
3D моделирования распределительного
устройства

Лит.	Лист	Листов
		1
СФУ ПИ кафедры "Электроэнергетики"		

КОМПАС-3D v20 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Справ. №	Перв. примен.	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	
		A4				Документация			
							Сборочные единицы		
				1			Конденсатор связи		
				2			Молниеотвод		
				3			ВЧ связь		
				4			Разъединитель		
				5			Трансформатор тока		
				6			Подъездная дорога		
				7			Выключатель		
				8			Подвесные изоляторы		
				9			Шинный портал		
		10			Линейный портал				
		11			ОПН				
		12			Трансформатор напряжения				

БР-13.03.02.04

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Засимов И.И.		
Пров.		Коваленко И.В.		
Н.контр.		Коваленко И.В.		
Утв.		Пантилеев В.И.		

План разрез ячеек
ОРУ 220 ТЭС-195 МВт с элементами
3D моделирования распределительного
устройства

Лит.	Лист	Листов
		1
Кафедра "Электроэнергетики"		