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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Бойко Е.А.
подпись фамилия, инициалы

« » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код-наименование направления

Проект расширения Харанорской ГРЭС
тема

Руководитель	_____	ст. преподаватель	Криворучко В.В.
	подпись, дата	должность, ученая степень	фамилия, инициалы
Выпускник	_____		Шкурат Д.О.
	подпись, дата		фамилия, инициалы
Тех. контроль	_____		Бойко Е.А.
	подпись, дата		фамилия, инициалы
Нормоконтролер	_____		Шишмарев П.В.
	подпись, дата		фамилия, инициалы

Красноярск 2021

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Бойко Е.А.
подпись фамилия, инициалы

« » _____ 2021г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Шкурат Денису Олеговичу
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ17-02Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения Харанорской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 19492/с от 30.12.2020

Руководитель ВКР В.В. Криворучко, ст. преподаватель, кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, ученая степень, место работы

Исходные данные для ВКР Район размещения – Забайкальский край, поселок городского типа Ясногорск, электрическая мощность 225 МВт, топливо – бурый уголь Харанорского месторождения марки Б1.

Перечень разделов ВКР Введение, экономическая часть, расчетная часть, охрана окружающей среды.

Перечень графического материала

Лист 1. Принципиальная тепловая схема

Лист 2. Схема водоснабжения

Лист 3. Генеральный план станции

Лист 4. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 5. Многоконтурная эжекционная градирня

Руководитель ВКР _____ В.В. Криворучко
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ Д.О. Шкурат
подпись инициалы, фамилия

« » _____ 2021г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект расширения Харанорской ГРЭС» содержит 62 страниц текстового документа, 13 использованных источников, 5 листов графического материала.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ГРАДИРНЯ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО, ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ВРЕДНЫЕ ВЫБРОСЫ.

Объект выпускной квалификационной работы – Харанорская ГРЭС.

Цель работы: проектирование нового блока ГРЭС электрической мощностью 225 МВт.

В процессе работы было выполнено: экономическое обоснование расширения станции, расчет принципиальной тепловой схемы, технико-экономических показателей и выбор соответствующего вспомогательного оборудования, расчет вредных выбросов, разработка системы технического водоснабжения, генерального плана и главного корпуса, проведена оценка экономической привлекательности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5
1 Актуальность и обоснование технического решения 6
1.1 Актуальность расширения Харанорской ГРЭС 6
1.2 Описание Харанорской ГРЭС 8
1.3 Технико-экономическое обоснование выбора состава основного оборудования 9
2 Расчетная часть 15
2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету 15
2.2 Расчет тепловой схемы 16
2.2.1 Построение процесса расширения в h-s диаграмме 16
2.2.2 Определение параметров по элементам схемы 18
2.2.3 Определение предварительного расхода пара на турбину 20
2.2.4 Баланс пара и конденсата 20
2.2.5 Расчет расширителей непрерывной продувки 21
2.2.6 Расчет регенеративной схемы ПВД 23
2.2.7 Расчет деаэратора 25
2.2.8 Расчет регенеративной схемы ПНД 26
2.2.9 Составление теплового и материального баланса 27
2.3 Расчет технико-экономических показателей 28
2.4 Выбор и укрупненный расчет котельного агрегата 29
2.5 Выбор вспомогательного оборудования 31
2.5.1 Регенеративные подогреватели 31
2.5.2 Деаэратор 32
2.5.3 Питательные насосы 32
2.5.4 Конденсатные насосы 33
2.5.5 Циркуляционные насосы 33
2.5.6 Дутьевые вентиляторы и дымососы 33
3 Охрана окружающей среды 35
3.1 Очистка дымовых газов 35
3.2 Система золоудаления 39
3.3 Расчет выбросов твердых частиц 41

3.4 Расчет выбросов оксида серы 41
3.5 Расчет выбросов оксидов азота 41
3.6 Определение приземной концентрации вредных веществ 42
4 Общая часть 44
4.1 Водопотребление блока 44
4.2 Водоснабжение 45
4.3 Выбор оборудования ТТЦ 50
4.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС 50
4.3.2 Приемные разгрузочные устройства 50
4.3.3 Ленточные конвейеры 50
4.3.4 Дробилки 51
4.3.5 Топливные склады 52
4.3.6 Выбор оборудования системы пылеприготовления 53
4.4 Электрическая часть проекта 54
4.5 Генеральный план и компоновка главных зданий ТЭС 54
5 Расчет показателей экономической эффективности строительства нового блока 56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 61
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 62

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика-это основа всей промышленности как в нашей стране, так и во всем мире. Тепловые электростанции играют огромную роль, так как они вырабатывают около 70% всей производимой электроэнергии. Поэтому наша страна уделяет особое внимание топливно-энергетическому комплексу и его развитию.

При современном развитии технологий и национальной экономики энергетика имеет большое значение. Это определяется не только тем, что без электроэнергии невозможно работать современной промышленности, сельскому хозяйству, транспорту, городской жизни и т.д., но и тем, что она позволяет совершенствовать производственные и технологические процессы, повышать производительность труда.

В данной дипломной работе требуется произвести расширение Харанорской ГРЭС методом установки блока на 225 МВт.

1 Актуальность и обоснование технического решения

1.1 Актуальность расширения Харанорской ГРЭС

Актуальность дипломного проекта обоснована целями и приоритетами энергетической стратегии России на период до 2035 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимые энергетические ресурсы для экономического роста, который идет во всех отраслях национальной экономики.

Для обеспечения прогнозируемых уровней электро и теплопотребления при оптимистическом варианте развития необходимо создание генерирующих мощностей на электрических станциях России (с учетом замены и модернизации) 2020–2035г.г. с 1062 до 1352-1514 млрд кВт-ч.

Актуальность темы дополнительно обосновывается схемой и программой развития электроэнергетики Забайкальского края 2019-2023 годов. Прогнозируется увеличение потребления энергетических мощностей к 2024 году на более чем 150 МВт, что приведет к отсутствию резерва мощностей в энергосистеме региона. Уже в 2018 году Забайкальский край являлся энергодефицитным регионом по электроэнергии, при установленной мощности тепловых электростанций края в 1593,8 МВт, пиковая нагрузка составила — 1296 МВт, то есть в регионе было порядка 300 МВт свободной электрической мощности, что является небольшим запасом.

Одним из крупнейших предприятий, которым потребуется электрическая мощность, является Удоканский горно-обогатительный комбинат, который предполагается построить на севере Забайкалья к 2022 году. А также уже введен в эксплуатацию Быстринский ГОК, который с каждым годом наращивает производственные мощности. Кроме того, ежегодно увеличивается количество грузоперевозок на Забайкальской железной дороге.

Такие проекты, как «Расширение Харанорской ГРЭС» позволят решить проблему энергодефицита Забайкальского края на долгосрочную перспективу, а также повысить эффективность производства за счет установки современного оборудования и более высоких коэффициентов использования установленной мощности.

Для расширения Харанорской ГРЭС в качестве рекомендуемого варианта выбираем турбину К-225-12,8 в моноблоке с барабанным котлом Еп-670-13,8-545 на угле Харанорского месторождения, а в качестве сопоставляемого выбираем два дубль-блока с турбинами К-110-90 и барабанными котлами БКЗ-220-100 на угле того же места рождения. Варианты с газообразным топливом не рассматриваются из-за отсутствия газификации в Забайкальском крае.

Таблица 1 - Основные технические характеристики турбины К-225-12,8

Параметры турбины		Значения
Мощность номинальная/максимальная, МВт		225/230
Начальные параметры пара	давление, МПа	12,8
	температура, °С	540
Параметры пара после промежуточного перегрева	давление, МПа	2,4
	температура, °С	540
Номинальный расход свежего пара, т/ч		540
Номинальная температура охлаждающей воды, °С		12
Расход охлаждающей воды через конденсатор, $м^3/ч$		27500

Таблица 2 - Основные технические характеристики котла Еп-670-13,8-545

Вид топлива	Харанорский бурый уголь
Паропроизводительность, т/ч	670
Расход пара через промперегреватель, т/ч	577
Давление на выходе, МПа: перегретого пара пара промперегрева	 13,8 2,45
Температура, °С: перегретого пара пара промперегрева питательной воды уходящих газов	 545 545 243 158
КПД (брутто) гарантийный, %	90,5
Компоновка	П-образная
Размеры котельной ячейки, м: ширина глубина	 48(36) 42

Таблица 3 - Основные технические характеристики турбины К-110-90

Параметры турбины		Значения
Мощность номинальная/максимальная, МВт		110/115
Начальные параметры пара	давление, МПа	8,8
	температура, °С	535
Номинальный расход свежего пара, т/ч		420
Номинальная температура охлаждающей воды, °С		10
Расход охлаждающей воды через конденсатор, $м^3/ч$		16000

Таблица 4 - Основные технические характеристики котла БКЗ-220-100

Вид топлива	Харанорский бурый уголь
Паропроизводительность, т/ч	220
Давление на выходе, МПа: перегретого пара	 9,8
Температура, °С: перегретого пара питательной воды уходящих газов	 540 218 170
КПД (брутто) гарантийный, %	87,5
Компоновка	П-образная
Размеры котельной ячейки, м: ширина глубина	 21,6 30

Таблица 5 – Теплотехнические характеристики топлива

Наименование топлива	Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, $V^г$, %	Теплота сгорания, $Q_н^р$, кДж/кг	Температурные характеристики золы, °С		
	$W^р$	$A^р$	$S^р$	$C^р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$			t_1	t_2	t_3
Харанорский уголь Б1	40	13,2	0,3	33,5	2,2	0,5	10,3	44	11390	1170	1270	1360

1.2 Описание Харанорской ГРЭС

Харанорская ГРЭС – крупнейшая тепловая электростанция Забайкальского края России, расположенная в посёлке Ясногорск Оловяннинского района на реке Онон.

Является источником теплоснабжения посёлка Ясногорск.

Харанорская ГРЭС расположена на юго-востоке Забайкальского края, рядом с рекой Онон и железнодорожной станцией "Ясногорск Забайкальский". Удалённость от краевого центра - города Читы - 280 км, от границы с Китаем - 230 км.

Установленная мощность Харанорской ГРЭС составляет 665 МВт. Станция имеет три действующих энергоблока. Первый энергоблок был введен в эксплуатацию в 1995 году, второй – в 2001 году, третий – в 2012 году. Основным видом топлива являются бурые угли Харанорского и Уртуйского угольных разрезов.

Таблица 6 – Основное оборудование

Номер блока	Наименование турбоагрегата	Наименование котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию
1	К-215-130	ТПЕ - 216	1995
2	К-215-130	ТПЕ - 216	2001
3	К-225-12,8	ТПЕ – 216 М	2012

Харанорская ГРЭС имеет систему оборотного водоснабжения с водоемом-охладителем. Подпитка водоема осуществляется рекой Онон. Площадь зеркала водоема составляет – 4,14 км^2.

Рисунок 1 – Водоснабжение Харанорской ГРЭС

1.3 Технико-экономическое обоснование выбора состава основного оборудования

Таблица 7 – Исходные данные вариантов

Наименование показателя	Значение показателя	
	Вариант 1 (рекомендуемый)	Вариант 2 (сопоставляемый)
Электрическая нагрузка, МВт	225	220
Состав основного оборудования	турбина К-225-12,8, котел с естественной циркуляцией Еп-670-13,8 (ТПЕ-216 М)	2 турбины К-100-90, 4 котла с естественной циркуляцией БКЗ-220-100
Число часов использования номинальной установленной мощности, час/год	8022	8022
Коэффициенты и нормы:		
Ориентировочный штатный коэффициент	0,39	0,45
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего	525206	
Обязательные страховые выплаты от ФОТ, %	30,4	

Продолжение таблицы 7

Коэффициент удорожания капитальных вложений	169
Средняя норма амортизации энергоблока, %	6,7
Норма отчислений на ремонтное обслуживание, %	5
Топливо:	Харанорский уголь Б1
Теплота сгорания топлива, кДж/кг	11390

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые элементы расчета, млн руб/год:

$$U_э = U_т + U_{ЗП} + U_а + U_{тр} + U_{пр}\,, \tag{1.1}$$

где $U_т$ – затраты на топливо;

$U_{ЗП}$ – расходы на оплату труда;

$U_а$ – амортизация основных производственных средств;

$U_{тр}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{пр}$ – прочие расходы.

Количество часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом простоев при капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_р = 8760 - T_{рем}\,, \tag{1.2}$$

где $T_{рем}$ – время простоя в ремонте, ч;

$$T_р = 8760 - 1 \cdot 438 = 8322.$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}\,, \tag{1.3}$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, принимается 200-500 меньше $T_р$, ч;

$$T_{уст} = 8322 - 300 = 8022,$$

$$W = 225 \cdot 8022 = 1804950.$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{КЭС} = W/T_р\,, \tag{1.4}$$

где $T_р$ – число часов фактической работы, ч;

$$P_{КЭС} = \frac{1804950}{8322} = 216{,}9.$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{бл} = P_{КЭС} / n_{бл}, \quad (1.5)$$

где $n_{бл}$ – число блоков;

$$P_{бл} = \frac{216,9}{1} = 216,9.$$

Годовой расход топлива блоками КЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т у.т./год:

$$B_{уст} = (b_{xx} \cdot P_н + b_1 \cdot P_{бл} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{бл} - P_{эк})) \cdot T_р \cdot n_{бл}, \quad (1.6)$$

где $b_{xx} = 0,0225$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т у.т./МВт·ч;

$b_1 = 0,296$ и $b_2 = 0,314$ – относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, т у.т./МВт·ч;

$P_{эк} = 210$ и $P_н = 225$ – экономическая и номинальная мощности, МВт;

$$B_{уст} = (0,0225 \cdot 225 + 0,296 \cdot 216,9 + (0,314 - 0,296) \cdot (216,9 - -210)) \cdot 8322 \cdot 1 = 577427,27.$$

Потери топлива в неустановившемся режиме, т у.т./год:

$$B_{неуст} = B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{бл} + B_{Пх.с} \cdot n_{Пх.с} \cdot n_{бл}, \quad (1.7)$$

где $B_{П6-10ч} = 20$ и $B_{Пх.с} = 60$ – пусковые потери соответственно при останове на 6–10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т.;

$n_{П6-10ч} = 10$ и $n_{Пх.с} = 2$ – число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов и из холодного состояния;

$$B_{неуст} = 20 \cdot 10 \cdot 1 + 60 \cdot 2 \cdot 1 = 320.$$

Годовой расход топлива на КЭС, т у.т./год:

$$B = B_{уст} + B_{неуст}, \quad (1.8)$$

$$B = 577427,27 + 320 = 577747,27.$$

Затраты на топливо, млн руб/год:

$$U_т = Ц \cdot B \cdot 10^{-6}, \quad (1.9)$$

где $Ц = 1720$ – цена топлива, руб./т у.т.;

$$U_т = 1720 \cdot 577747,27 \cdot 10^{-6} = 994,19.$$

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн руб/год:

$$U_{ЗП} = N_у \cdot n_у \cdot Ф_{ЗП} \cdot 10^{-6}, \quad (1.10)$$

где $n_у = 0{,}39$ – штатный коэффициент, чел./МВт;
$Ф_{ЗП} = 525206$ – средняя зарплата одного работника за год, руб.;
$N_у = 225$ – установленная мощность ТЭС, МВт;

$$U_{ЗП} = 225 \cdot 0{,}39 \cdot 525206 \cdot 10^{-6} = 46{,}09.$$

Размер амортизационных отчислений, млн руб/год:

$$U_а = K \cdot H_а, \quad (1.11)$$

где $H_а = 6{,}7$ – средняя норма амортизации станции в целом, %;
K – капитальные вложения в ТЭС, млн руб/год;

$$K = K_{бл} \cdot n_{бл} \cdot d_i \cdot k_{уд}, \quad (1.12)$$

где $K_{бл} = 23{,}97$– капитальные вложения, связанные с установкой блока, млн руб;
d_i =1,2 – коэффициент, учитывающий район размещения;
$k_{уд} = 169$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года;

$$K = 23{,}97 \cdot 1 \cdot 1{,}2 \cdot 169 = 4861{,}116,$$

$$U_а = 4861{,}116 \cdot \frac{6{,}7}{100} = 325{,}695.$$

Расходы по ремонту, млн руб/год:

$$U_{тр} = K \cdot H_{тр}, \quad (1.13)$$

где $H_{тр} = 5$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений, %;

$$U_{тр} = 4861{,}116 \cdot \frac{5}{100} = 243{,}0558.$$

К прочим расходам относятся:
– общецеховые и общестанционные расходы;
– расходы по охране труда и техники безопасности;
– налоги и сборы;
– плата за землю;
– и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов, млн руб/год:

$$U_{пр} = 0{,}2 \cdot \left(U_а + U_{тр} + U_{ЗП}\right) + СОЦ, \quad (1.14)$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды по ставке 30,4 % от расходов на оплату труда, млн руб/год;

$$\text{СОЦ} = \frac{U_{\text{ЗП}}*30{,}4}{100}, \quad (1.15)$$

$$\text{СОЦ} = \frac{46{,}09*30{,}4}{100} = 14{,}01,$$

$$U_{\text{пр}} = 0{,}2 \cdot (325{,}695 + 243{,}0558 + 46{,}09) + 14{,}01 = 136{,}98.$$

Эксплуатационные расходы составляют, млн руб/год:

$$U_{\text{э}} = 994{,}19 + 46{,}09 + 325{,}695 + 243{,}056 + 136{,}98 = 1746{,}007.$$

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт·ч:

$$W_{\text{отп}} = \text{W} \cdot (1 - \text{a}_{\text{сн}}), \quad (1.16)$$

где $\text{a}_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции, принимаем для энергоблока К-225-12,8 $\text{a}_{\text{сн}} = 6{,}2\%$;

W – Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч;

$$W_{\text{отп}} = 1804950 \cdot (1 - 0{,}062) = 1696653.$$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч:

$$U^{\text{э}}_{\text{отп}} = \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}}, \quad (1.17)$$

$$U^{\text{э}}_{\text{отп}} = \frac{1746{,}007}{1696653} = 1{,}029.$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч:

$$U^{\text{э}}_{\text{выр}} = \frac{U_{\text{э}}}{W}, \quad (1.18)$$

$$U^{\text{э}}_{\text{выр}} = \frac{1746{,}007}{1804950} = 0{,}967.$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч, кг у.т./ кВт·ч:

$$B_{\text{выр}} = \frac{\text{B}}{\text{W}}, \quad (1.19)$$

$$B_{\text{выр}} = \frac{577747{,}27}{1804950} = 0{,}32.$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч:

$$B_{\text{отп}} = \frac{\text{B}}{\text{W}_{\text{отп}}}, \tag{1.20}$$

$$B_{\text{отп}} = \frac{577747{,}27}{1696653} = 0{,}341.$$

Результаты технико-экономических показателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты технико-экономических показателей

Наименование показателя	Единица измерения	К-225-12,8	К-110-90 (2)
Число часов работы основного оборудования	ч/год	8322	8322
Число часов использования установленной мощности	ч	8022	8022
Выработка установленной мощности на КЭС	МВт·ч	1804950	1804950
Среднегодовая нагрузка блока	МВт	216,9	216,9
Годовой расход топлива в установившемся режиме	т у.т./год	577427,3	583908,7
Потери топлива в неустановившемся режиме	т у.т./год	320	460
Затраты на топливо	млн руб/год	994,19	1005,59
Затраты на оплату труда	млн руб/год	46,09	44,82
Амортизационные отчисления	млн руб/год	325,695	826,4
Капитальные вложения в КЭС	млн руб/год	4861,116	12334,3
Расходы по ремонтному обслуживанию	млн руб/год	243,05	616,71
Страховые взносы во внебюджетные фонды	млн руб/год	14,01	13,63
Прочие расходы	млн руб/год	136,98	311,21
Удельный вес топливной составляющей себестоимости	%	56,94	35,85
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС	МВт·ч	1696653	1696653
Себестоимость отпущенной энергии	руб./кВт·ч	1,029	1,653
Себестоимость выработанной энергии	руб./кВт·ч	0,967	1,554
Удельный расход топлива на выработанный кВт·ч	кг у.т./кВт·ч	0,32	0,324
Удельный расход топлива на отпущенный кВт·ч	кг у.т./кВт·ч	0,341	0,344
Приведенные затраты	млн руб/год	1746,01	2804,73

По себестоимости энергии и приведенным затратам, вариант с турбиной К-225-12,8 и котлом Еп-670-13,8 является более предпочтительным. Это объясняется меньшим количеством агрегатов и тем, что такой же блок уже

установлен на Харанорской ГРЭС, а, следовательно, капитальные вложения будут меньше, поскольку он последующий. Кроме того, использование однотипного оборудования позволяет упростить ремонт и эксплуатацию.

2 Расчетная часть

2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Для расширения Харанорской ГРЭС выбираем турбину К-225-12,8. Принципиальная тепловая схема турбины К-225-12,8 приведена на рисунке 2.

В схеме используется котёл барабанного типа ТПЕ-216 М с давление пара 13,8 МПа, температурой перегретого пара 540 °С.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов.

Система регенерации состоит из четырёх подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив дренажа из подогревателей высокого давления – каскадный (без использования дренажных насосов) в деаэратор.

Пар с уплотнений поступает в сальниковые подогреватели (ОУ), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному нагреву основного конденсата.

Таблица 9 – Заводские данные для турбины К-225-12,8

Параметры турбины		Значения
Мощность номинальная/максимальная, МВт		225/230
Начальные параметры пара	давление, МПа	12,8
	температура, °С	540
Параметры пара после промежуточного перегрева	давление, МПа	2,4
	температура, °С	540
Номинальный расход свежего пара, т/ч		540
Номинальная температура охлаждающей воды, °С		12
Расход охлаждающей воды через конденсатор, $м^3$/ч		27500
Давление в конденсаторе турбины, МПа		0,0035

Давление в отборах:

$P_{отб1}$ = 4 МПа;

$P_{отб2}$ = 2,77 МПа;

$P_{отб3}$ = 1,18 МПа;

$P_{отб4}$ = 1,04 МПа;

$P_{отб5}$ = 0,56 МПа;

$P_{отб6}$ = 0,26 МПа;

$P_{отб7}$ = 0,11 МПа;

$P_{отб8}$ = 0,03 МПа;

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 86\%$;

$\eta_{oi}^{ЦСД} = 91{,}8\%$;

$\eta_{oi}^{ЦНД} = 89\%$;

КПД дросселирования по отсекам:
$\eta_{oi}^{ЦВД} = 96\%$;
$\eta_{oi}^{ЦСД} = 95\%$;
$\eta_{oi}^{ЦНД} = 97\%$;
Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0{,}98$;
КПД транспорта $\eta_{тр} = 0{,}98$;
Расход продувочной воды $\alpha_{прод} = 1{,}5\%$;
Расход пара на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{мз} = 1{,}2\%$;
Расход пара на собственные нужды котельного цеха $\alpha_{сн}^{кц} = 1{,}2\%$;
Внутристанционные потери конденсата $\alpha_{ут} = 1{,}1\%$ от $D_т$;
Температура химически очищенной воды $t_{хов} = 30$ °С;
КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то} = 0{,}98$;
Недогрев воды в ПВД $\theta_{пвд} = 3$ °С;
Недогрев воды в ПНД $\theta_{пнд} = 5$ °С.

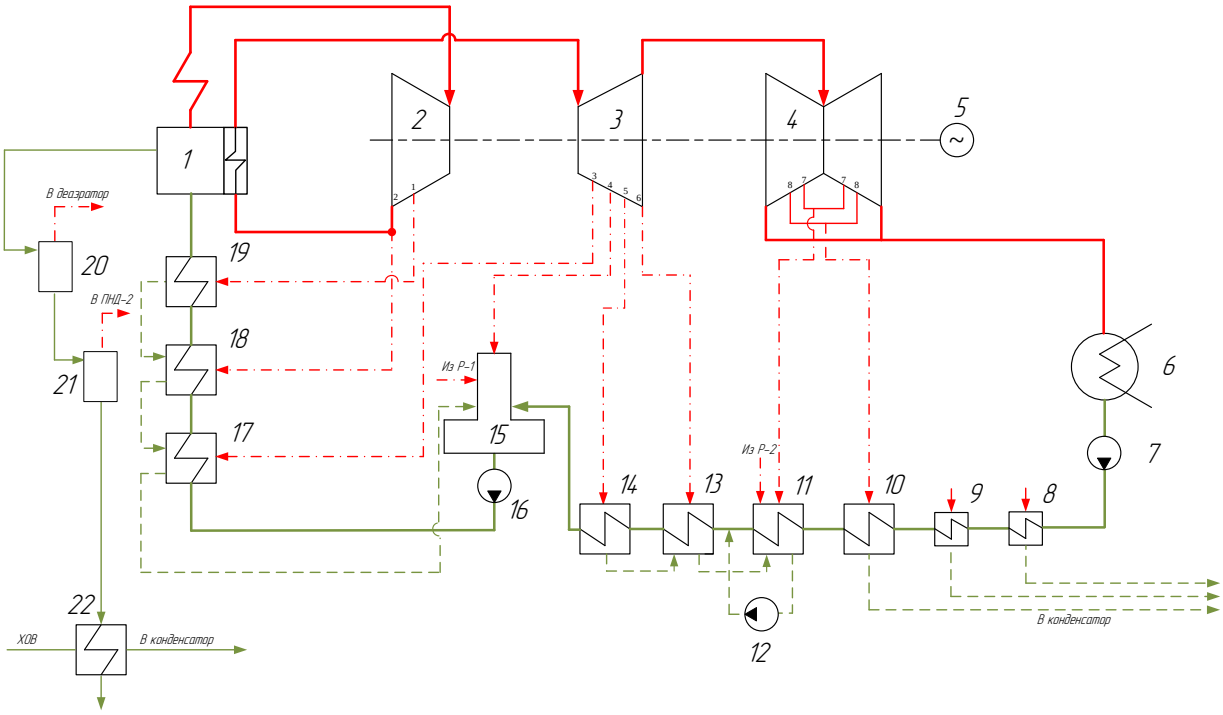


Рисунок 2 - Тепловая схема К-225-12,8

2.2 Расчет тепловой схемы

2.2.1 Построение процесса расширения в h-s диаграмме

Процесс строится с учетом потерь давления в регулирующих органах турбины в соответствии с исходными параметрами (см. таблицу 9).

Точка A_0 находится на h-s диаграмме по начальным и конечным параметрам пара. С учетом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P_0' = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{цвд}} = 12{,}8 \cdot 0{,}96 = 12{,}288. \qquad (2.1)$$

Теоретический процесс пара от P'_0 до давления P_1 соответствующего давлению в первом отборе, изображается линией A_0B$_0$. При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке B_0, кДж/кг:

$$h_B = h_{A_0} - \left(h_{A_0} - h_{B_0}\right) \cdot \eta_{oi}^{\text{цвд}}, \qquad (2.2)$$

$$h_B = 3447{,}209 - (3447{,}209 - 3010{,}316) \cdot 0{,}86 = 3071{,}481,$$

где $h_{B_0} = 3010{,}316$ кДж/кг - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$h_{A_0} = 3447{,}209$ кДж/кг - энтальпия острого пара;

$\eta_{oi}^{\text{цвд}} = 0{,}86$ - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Далее аналогично находятся остальные энтальпии.

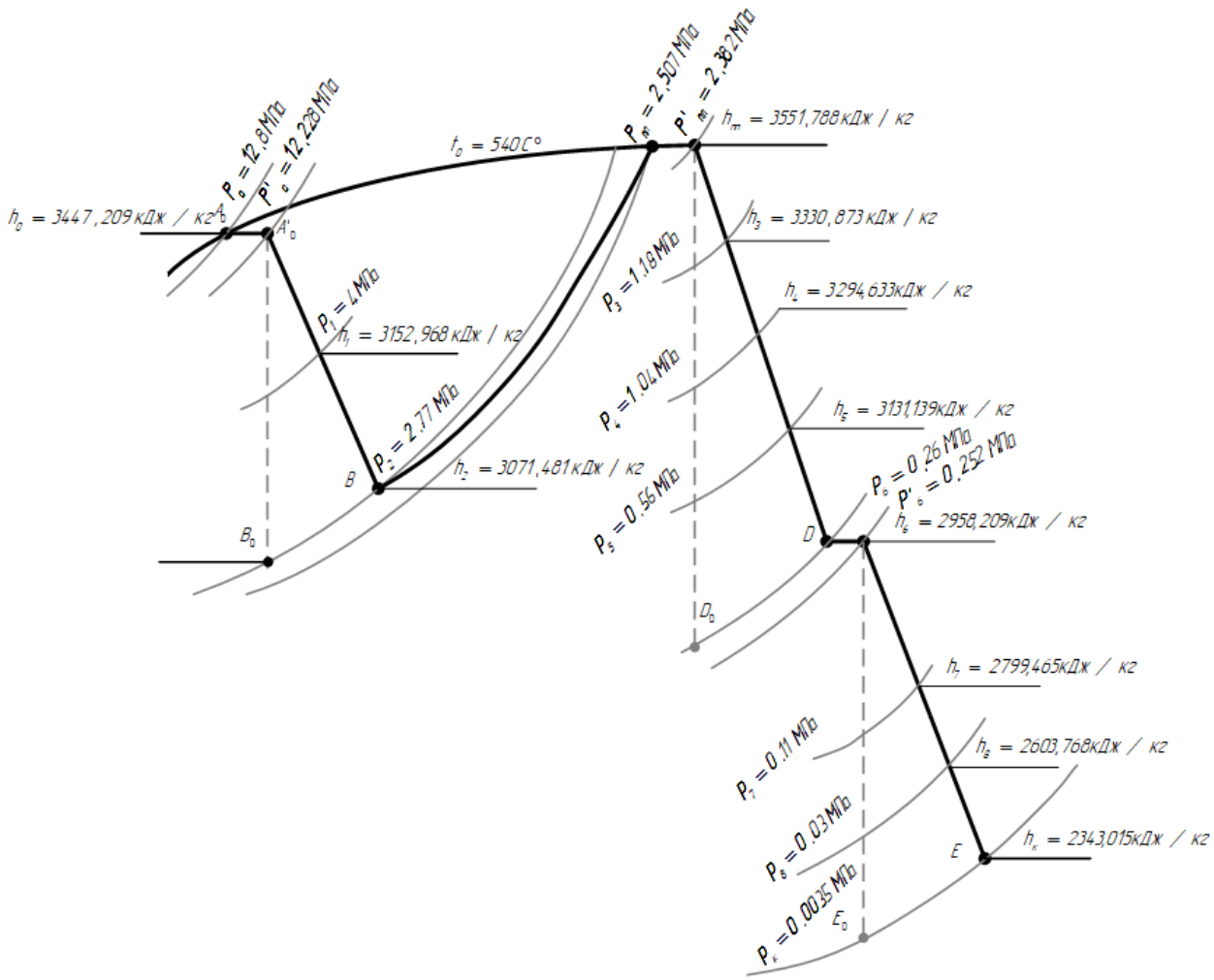


Рисунок 3 - Процесс расширения

2.2.2 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы на примере подогревателя высокого давления ПВД-3.

Давление пара в отборе турбины $P_{\text{отб1}} = 4$ МПа.

Давление пара у подогревателя ПВД-3 с учетом потерь в паропроводе, МПа:

$$P_{\text{пвд3}} = P_{\text{отб1}} \cdot 0{,}95 = 4 \cdot 0{,}95 = 3{,}8. \quad (2.3)$$

Температура конденсата греющего пара, °С:

$$t^{\text{н}}_{\text{пвд3}} = 247{,}334.$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пвд3}} = 1072{,}757.$$

Энтальпия греющего пара (по h-s диаграмме), кДж/кг:

$$h_{\text{отб1}} = 3152{,}968.$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева, °С:

$$t^{\text{пв}}_{\text{пвд3}} = t^{\text{н}}_{\text{пвд3}} - \theta_{\text{пвд}} = 247{,}334 - 3 = 244{,}334. \quad (2.4)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$\bar{t}^{\text{пв}}_{\text{пвд}} = 1059{,}815.$$

Использованный теплоперепад, кДж/кг:

$$H_{\text{ПВД3}} = h_0 - h_{\text{отб1}} = 3447{,}209 - 3152{,}968 = 294{,}241. \quad (2.5)$$

Аналогично рассчитываются параметры по другим элементам схемы, результаты расчета сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Параметры элементов тепловой схемы

Величина	Элемент схемы								
	ПВД-3	ПВД-2	ПВД-1	Д	ПНД-4	ПНД-3	ПНД-2	ПНД-1	К
Давление в отборе, МПа	4	2,77	1,18	1,04	0,56	0,26	0,11	0,03	0,0035
Энтальпия в отборе, кДж/кг	3152,968	3071,481	3330,873	3294,633	3131,139	2958,209	2799,465	2603,768	2343,015
Давление в подогревателе, МПа	3,8	2,632	1,121	0,6	0,532	0,247	0,105	0,029	0,0035
Температура конденсата греющего пара, °С	247,334	226,699	184,91	158,832	154,188	127,016	100,841	67,921	26,673
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1072,757	974,759	784,925	670,501	650,36	533,656	422,648	284,311	111,836
Температура за подогревателем основного конденсата, °С	244,334	223,699	181,91	158,832	149,188	122,016	95,841	62,921	26,673
Энтальпия за подогревателем основного конденсата, кДж/кг	1059,815	965,177	780,316	670,501	629,387	513,258	402,637	264,609	111,836
Использованный теплоперепад, кДж/кг	294,241	375,728	596,642	632,882	796,376	969,307	1128,051	1323,748	1584,5

2.2.3 Определение предварительного расхода пара на турбину

Принимая коэффициент регенерации $К_р$ = 1,218, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_Т = К_р \cdot \left(\frac{W_Э}{H_К \cdot \eta_{эм}}\right) = 1{,}218 \cdot \left(\frac{225000}{1584{,}5 \cdot 0{,}98}\right) = 177{,}695, \quad (2.6)$$

где $H_i = 1584{,}5$ располагаемый теплоперепад, кДж/кг;
$\eta_{эм} = 0{,}98$ - электромеханический КПД.

2.2.4 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{эж} = 0{,}005 \cdot D_Т = 0{,}005 \cdot 177{,}695 = 0{,}888. \quad (2.7)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0{,}01 \cdot D_Т = 0{,}01 \cdot 177{,}695 = 1{,}777. \quad (2.8)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ут} = \frac{a_{ут}}{100} \cdot D_Т = \frac{1{,}1}{100} \cdot 177{,}695 = 1{,}955. \quad (2.9)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{a_{СНмз} + a_{СНкц}}{100} \cdot D_Т = \frac{1{,}2 + 1{,}2}{100} \cdot 177{,}695 = 4{,}265. \quad (2.10)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_Т + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн}, \quad (2.11)$$

$$D_{пе} = 177{,}695 + 0{,}888 + 1{,}777 + 1{,}955 + 4{,}265 = 186{,}58.$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{пр} = \frac{a_{пр}}{100} \cdot D_{пе} = \frac{1{,}5}{100} \cdot 186{,}58 = 2{,}799. \quad (2.12)$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} + G_{пр} = 186{,}58 + 2{,}799 = 189{,}378. \quad (2.13)$$

2.2.5 Расчет расширителей непрерывной продувки

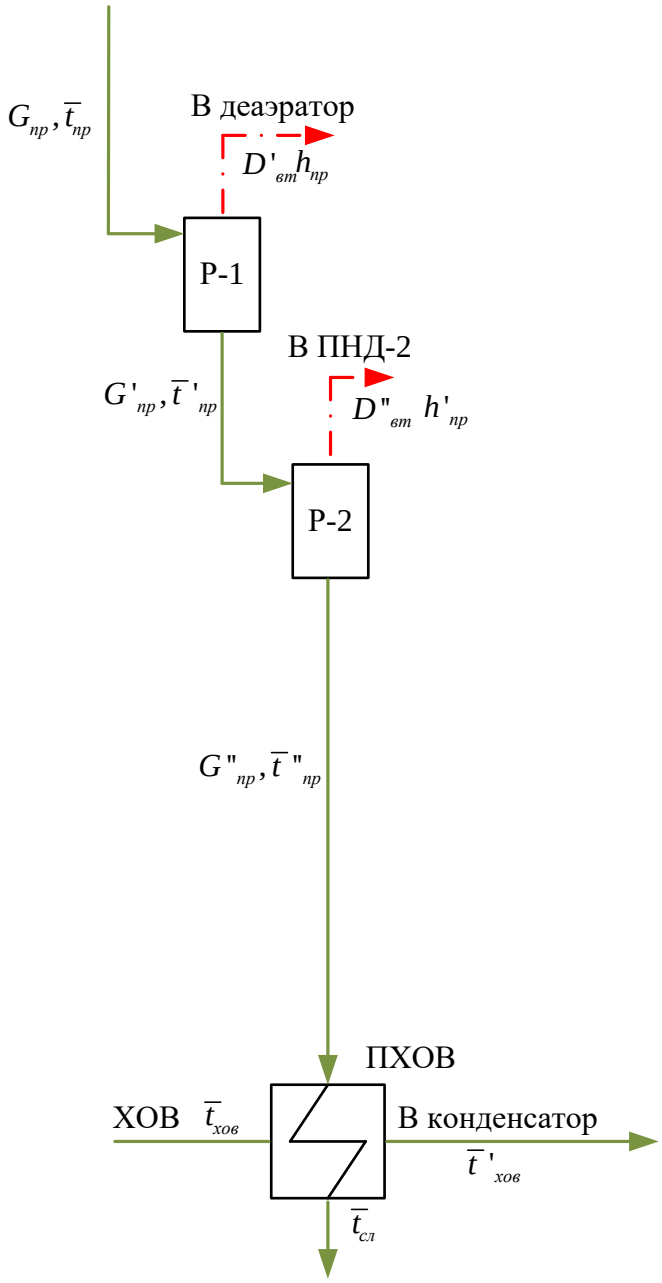


Рисунок 4 – Схема расширителей непрерывной продувки

Находим энтальпии продувочной воды и сепаратора:

$\bar{t}_{пр} = 1574{,}022$ кДж/кг, по давлению в барабане 14,08 МПа;

$h_{пр} = 2756{,}139$ кДж/кг, по давлению 0,6 МПа;

$\bar{t}'_{пр} = 670{,}501$ кДж/кг, по давлению 0,6 МПа;

$h'_{пр} = 2679{,}175$ кДж/кг, по давлению 0,11 МПа;

$\bar{t}''_{пр} = 428{,}775$ кДж/кг, по давлению 0,11 МПа;

$r_1 = 2086$ кДж/кг, теплота парообразования при давлении $P_д = 0{,}6$ МПа;

$r_2 = 2250$ кДж/кг, теплота парообразования при давлении $P_{пнд2} = 0{,}11$ МПа.

Из уравнения материального и теплового баланса для первой ступени РНП найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}'_{пр})}{r_1} = \frac{2{,}799 \cdot (1574{,}022 - 670{,}501)}{2086} = 1{,}212. \quad (2.14)$$

Расход продувочной воды в РНП первой ступени, кг/с:

$$G'_{пр} = G_{пр} - D'_{вт} = 2{,}799 - 1{,}212 = 1{,}586.$$

Из уравнения материального и теплового баланса для второй ступени РНП найдем количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{вт} = \frac{G'_{пр} \cdot (\bar{t}'_{пр} - \bar{t}''_{пр})}{r_2} = \frac{1{,}586 \cdot (670{,}501 - 428{,}775)}{2250} = 0{,}17. \quad (2.15)$$

Расход продувочной воды в РНП второй ступени, кг/с:

$$G''_{пр} = G'_{пр} - D''_{вт} = 1{,}586 - 0{,}17 = 1{,}416. \quad (2.16)$$

Из тепловой схемы, см. рис. 4, вторичный пар из сепаратора направлен в деаэратор и в ПНД-2.

Количество химически очищенной воды, подаваемой в деаэратор, кг/с:

$$D_{хов} = G''_{пр} + D_{ут} + D_{сн} = 1{,}416 + 1{,}955 + 4{,}265 = 7{,}635. \quad (2.17)$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдем температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G''_{пр} \cdot (t''_{пр} - t_{сл})}{D_{хов}} = 30 + \frac{1{,}416 \cdot (102{,}292 - 60)}{7{,}635} = 37{,}84, \quad (2.18)$$

где $t_{сл}$ – температура продувочной воды, сливаемой в техническую канализацию после подогревателя химически очищенной воды;

$t''_{пр}$ – температура продувочной воды РНП №2.

2.2.6 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 5.

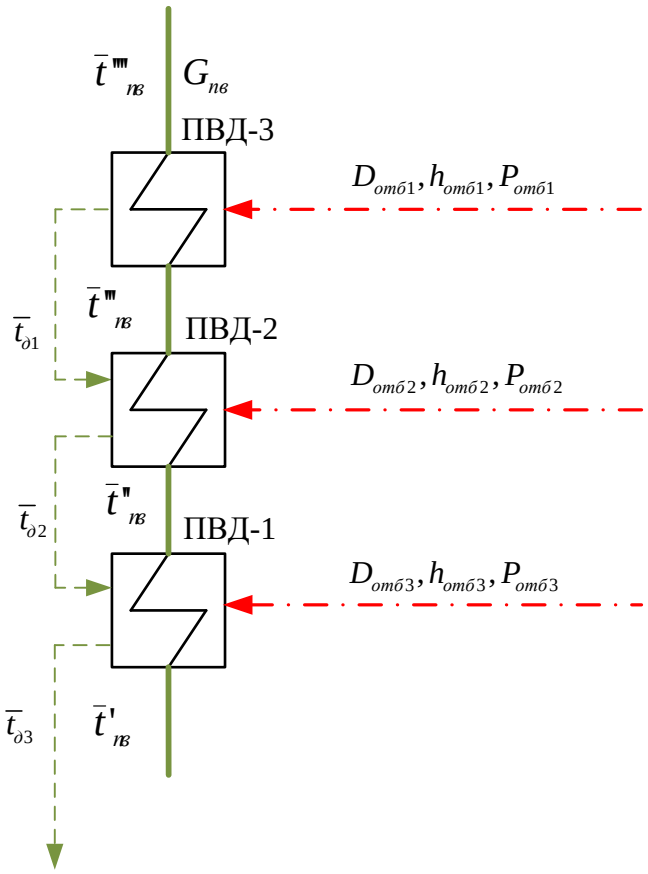


Рисунок 5 – Схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$D_{отб1} \cdot \left(h_{отб1} - \bar{t}_{д1}\right) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}''''_{пв} - \bar{t}'''_{пв}), \tag{2.19}$$

Из выражения (2.19) находим расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_{ПВД3} = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}''''_{пв} - \bar{t}'''_{пв})}{(h_{отб1} - \bar{t}_{д1}) \cdot \eta} = \frac{189{,}378 \cdot (1059{,}815 - 965{,}177)}{(3152{,}968 - 1072{,}757) \cdot 0{,}98} = 8{,}792. \tag{2.20}$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$D_{отб2} \cdot \left(h_{отб2} - \bar{t}_{д2}\right) \cdot \eta + D_{отб1} \cdot \left(\bar{t}_{д1} - \bar{t}_{д2}\right) \cdot \eta = \\ = G_{пв}(\bar{t}'''_{пв} - \bar{t}''_{пв}), \tag{2.21}$$

Аналогично с учетом слива конденсата из ПВД-3 определяем расход пара на ПВД-2:

$$D_{ПВД2} = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}'''_{пв} - \bar{t}''_{пв}) - D_{отб1} \cdot (\bar{t}_{д1} - \bar{t}_{д2}) \cdot \eta}{(h_{отб2} - \bar{t}_{д2}) \cdot \eta}, \tag{2.22}$$

Из выражения (2.22) находим расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_{\text{ПВД2}} = \frac{189{,}378\cdot(965{,}177-780{,}316)-8{,}792\cdot(1072{,}757-974{,}759)\cdot 0{,}98}{(3071{,}481-974{,}759)\cdot 0{,}98} = 16{,}627.$$

Энтальпия питательной воды на входе в ПВД-1 определяется с нагрева в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}'_{\text{д}} = \bar{t}_{\text{д}} + \Delta\bar{t}_{\text{пн}}, \tag{2.23}$$

где $\Delta\bar{t}_{\text{пн}}$ – повышение энтальпии воды в питательном насосе, кДж/кг.

$$\Delta\bar{t}_{\text{пн}} = \frac{\Delta P_{\text{пн}}\cdot\vartheta}{\eta_{\text{н}}} = \frac{(P_{\text{наг}}-P_{\text{вс}})\cdot\vartheta}{\eta_{\text{н}}}, \tag{2.24}$$

где ϑ – удельный объем воды по давлению и температуре воды в деаэраторе, $\text{м}^3/\text{кг}$;

$\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса;

$P_{\text{наг}}$ – давление после насоса, МПа;

$P_{\text{вс}}$ – давление перед насосом, МПа.

$$\Delta\bar{t}_{\text{пн}} = \frac{(17{,}92-0{,}6)\cdot 0{,}001}{0{,}8} = 23{,}828,$$

$$\bar{t}'_{\text{д}} = 670{,}501 + 23{,}828 = 694{,}3.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$D_{\text{отб3}}\cdot\left(h_{\text{отб3}} - \bar{t}_{\text{д3}}\right)\cdot\eta + (D_{\text{отб2}} + D_{\text{отб1}})\cdot\left(\bar{t}_{\text{д2}} - \bar{t}_{\text{д3}}\right)\cdot\eta = \\ = G_{\text{пв}}(\bar{t}''_{\text{пв}} - \bar{t}'_{\text{пв}}), \tag{2.25}$$

Тогда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_{\text{ПВД1}} = \frac{G_{\text{пв}}\cdot(\bar{t}''_{\text{пв}}-\bar{t}'_{\text{пв}})-(D_{\text{отб1}}+D_{\text{отб2}})\cdot\left(\bar{t}_{\text{д2}}-\bar{t}_{\text{д3}}\right)\cdot\eta}{(h_{\text{отб3}}-\bar{t}_{\text{д3}})\cdot\eta}, \tag{2.26}$$

$$D_{\text{ПВД1}} = \frac{189{,}378\cdot(780{,}316-694{,}3)-(8{,}792+16{,}627)\cdot(974{,}759-784{,}925)\cdot 0{,}98}{(3330{,}873-784{,}925)\cdot 0{,}98} = 4{,}631.$$

2.2.7 Расчет деаэратора

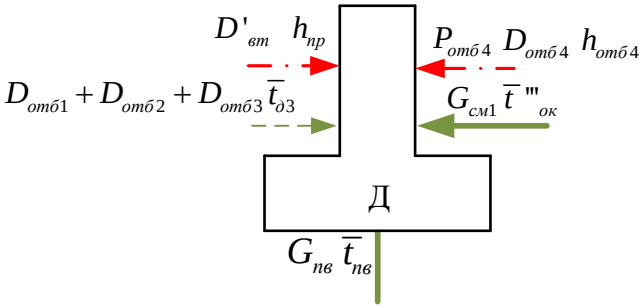


Рисунок 6 – Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{отб1}} + D_{\text{отб2}} + D_{\text{отб3}} + D_{\text{отб4}} + G_{\text{см1}} + D'_{\text{вт}}. \quad (2.27)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_{\text{отб1}} + D_{\text{отб2}} + D_{\text{отб3}}) \cdot \bar{t}_{\text{д3}} \cdot \eta + D_{\text{отб4}} \cdot h_{\text{отб4}} \cdot \eta + G_{\text{см1}} \cdot \bar{t}'''_{\text{ок}} + D'_{\text{вт}} \cdot h_{\text{пр}} \cdot \eta. \quad (2.28)$$

Подставляя в эти уравнения значения величин, получим:

$$\begin{cases} 189{,}378 = 8{,}792 + 16{,}627 + 4{,}631 + D_{\text{отб4}} + G_{\text{см1}} + 1{,}212 \\ 189{,}378 \cdot 670{,}501 = (8{,}792 + 16{,}627 + 4{,}631) \cdot 784{,}925 \cdot 0{,}98 + \\ +D_{\text{отб4}} \cdot 3294{,}633 \cdot 0{,}98 + G_{\text{см1}} \cdot 629{,}387 + 1{,}212 \cdot 2756{,}139 \cdot 0{,}98 \end{cases},$$

Решая эти уравнения, находим расходы, кг/с:
$G_{\text{см1}} = 157{,}704$;
$D_{\text{отб4}} = 0{,}413$.

2.2.8 Расчет регенеративной схемы ПНД

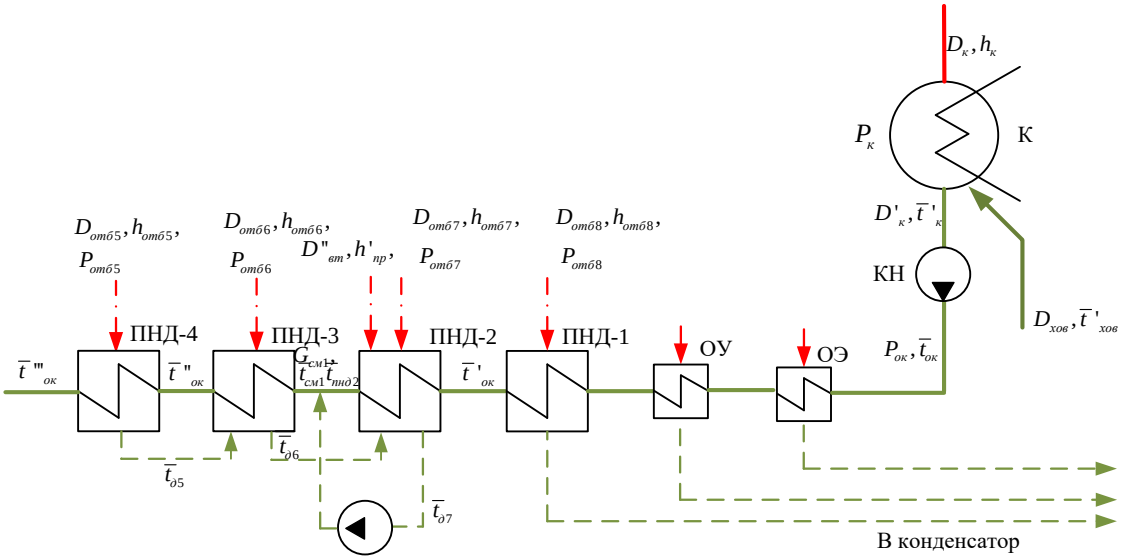


Рисунок 7 – Схема включения ПНД

Уравнение теплового баланса ПНД-4:

$$D_{отб5} \cdot (h_{отб5} - \bar{t}_{д5}) \cdot \eta = G_{см1} \cdot (\bar{t}'''_{ок} - \bar{t}''_{ок}). \quad (2.29)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_{отб5} = \frac{G_{см1} \cdot (\bar{t}'''_{ок} - \bar{t}''_{ок})}{(h_{отб5} - \bar{t}_{д5}) \cdot \eta}, \quad (2.30)$$

$$D_{отб5} = \frac{157{,}704 \cdot (629{,}387 - 513{,}258)}{(3131{,}139 - 650{,}36) \cdot 0{,}98} = 7{,}533.$$

Уравнения теплового и материального баланса для ПНД-3, ТС, ПНД-2:

$$G_{см1} \cdot (\bar{t}''_{ок} - \bar{t}_{см}) = D_{отб6} \cdot (h_{отб6} - \bar{t}_{д6}) \cdot \eta + D_{отб7} \cdot \cdot (\bar{t}_{д5} - \bar{t}_{д6}) \cdot \eta + D''_{вт} \cdot (h'_{пр} - \bar{t}_{д7}) \quad (2.31)$$

$$G_{см1} = D'_к + (D_{отб5} + D_{отб6} + D_{отб7} + D''_{вт})$$

$$G_{см1} \cdot \bar{t}_{см} = D'_к \cdot \bar{t}_{пнд2} + (D_{отб5} + D_{отб6} + D_{отб7} + D''_{вт}) \cdot \bar{t}_{д7}$$

$$D'_к \cdot (\bar{t}_{пнд2} - \bar{t}'_{ок}) = D_{отб7} \cdot (h_{отб7} - \bar{t}_{д7}) \cdot \eta + +(D_{отб5} + D_{отб6}) \cdot (\bar{t}_{д6} - \bar{t}_{д7}) \cdot \eta + D''_{вт} \cdot (h'_{пр} - \bar{t}_{д7}),$$

Решая систему уравнений, находим:
$D_{отб6} = 6{,}65$ кг/с;
$D_{отб7} = 7{,}238$ кг/с;
$D'_к = 136{,}112$ кг/с;

$\bar{t}_{см} = 405{,}377$ кДж/кг.
Уравнение теплового баланса ПНД-1:

$$D_{отб8} \cdot (h_{отб8} - \bar{t}_{д8}) \cdot \eta = D'_{к} \cdot (\bar{t}'_{ок} - \bar{t}_{ок}). \quad (2.32)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_{отб8} = \frac{D'_{к} \cdot (\bar{t}'_{ок} - \bar{t}_{ок})}{(h_{отб8} - \bar{t}_{д8}) \cdot \eta} = \frac{136{,}112 \cdot (264{,}609 - 122{,}093)}{(2603{,}768 - 284{,}311) \cdot 0{,}98} = 8{,}534. \quad (2.33)$$

2.2.9 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор кг/с:

$$D_{к} = D'_{к} - (D_{эж} + D_{упл} + D_{хов} + D_{отб8}), \quad (2.34)$$

$$D_{к} = 136{,}112 - (0{,}888 + 1{,}777 + 7{,}635 + 8{,}534) = 117{,}278.$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_{к} = D_{т} - (D_{отб1} + D_{отб2} + D_{отб3} + D_{отб4} + D_{отб5} + D_{отб6} + D_{отб7} + D_{отб8}), \quad (2.35)$$

$$D_{к} = 177{,}695 - (8{,}792 + 16{,}627 + 4{,}631 + 0{,}413 + 7{,}533 + 6{,}65 + +7{,}238 + 8{,}534) = 117{,}278.$$

Что совпадает с ранее найденным значением.
Проверка по балансу мощности, кВт:

$$W_{э} = \left[\sum_{i=1}^{7} D_i^{отб} \cdot h_i^{отб}\right] \cdot \eta_{эм}, \quad (2.36)$$

$$W_{э} = (8{,}792 \cdot 294{,}241 + 16{,}627 \cdot 375{,}728 + 4{,}631 \cdot 596{,}642 + +0{,}413 \cdot 632{,}882 + 7{,}533 \cdot 796{,}376 + 6{,}65 \cdot 969{,}307 + 7{,}238 \cdot \cdot 1128{,}051 + 8{,}534 \cdot 1323{,}748 + 117{,}278 \cdot 1584{,}5) \cdot 0{,}98 = 224999.$$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_э$:

$$\Delta W_{э} = |225000 - 224999| = 1 \text{ кВт},$$

Погрешность составляет 0,0000163%, что <2%.

2.3 Расчет технико-экономических показателей

Общий расход условного топлива на ТЭС может быть подсчитан из уравнения теплового баланса котла, кг/с:

$$\text{В} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пг}} = Q_{\text{пе}} = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}} - \bar{t}''''_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot \left(\bar{t}_{\text{пр}} - \bar{t}''''_{\text{пв}}\right) + D_{\text{пп}} \cdot \cdot (h_{\text{пп}} - h_{2\text{отб}}), \quad (2.37)$$

где $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ - низшая теплота сгорания условного топлива, равная 29300 кДж/кг;

$\eta_{\text{пг}}$ – КПД парогенератора, принимаем 0,91;

$D_{\text{пе}}$ – расход перегретого пара, кг/с;

$h_{\text{пе}}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$D_{\text{пр}}$ – расход продувочной воды, кг/с;

$\bar{t}_{\text{пр}}$– энтальпия продувочной воды, кДж/кг.

$D_{\text{пп}}$ – расход перегретого пара с промежуточного пароперегревателя, кг/с;

$h_{\text{пп}}$ – энтальпия после промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;

$h_{2\text{отб}}$ – энтальпия 2-го отбора, кДж/кг;

Отсюда общий расход топлива равен, кг/с:

$$\text{В} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пг}}}, \quad (2.38)$$

Исходя из формулы (2.36) тепловая нагрузка котельного агрегата равна, кВт:

$$Q_{\text{пе}} = 186{,}58 \cdot (3447{,}209 - 1059{,}815) + 2{,}799 \cdot (1574{,}022 - 1059{,}815) + 152{,}277 \cdot (3551{,}788 - 3071{,}481) = 520018{,}143,$$

$$\text{В} = \frac{520018{,}143}{29300 \cdot 0{,}91} = 19{,}503.$$

Расход топлива на выработку электроэнергии подсчитывается, кг/с:

$$\text{В}_{\text{э}} = \text{В} \cdot \text{К}_{\text{э}} \frac{\text{Э}_{\text{от}}}{\text{Э} - \text{Э}_{\text{э}}^{\text{сн}}}, \quad (2.39)$$

где Э, $\text{Э}_{\text{от}}$ – выработка и отпуск электроэнергии, кВт;

$\text{Э}_{\text{э}}^{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии, кВт.

Количество электроэнергии, отпускаемое с шин электростанции, $\text{Э}_{\text{от}}$ определяется как разность между количеством выработанной электроэнергии и расходом ее на собственные нужды электростанции. Мощность собственных нужд блока составляет 9%, доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии равна 0,09.

Принимая мощность собственных нужд блока 9%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$Э_{от} = W_э - W_э \cdot 0{,}09 = 225000 - 225000 \cdot 0{,}09 = 204750. \quad (2.40)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$Э_э^{сн} = W_э \cdot 0{,}05 = 225000 \cdot 0{,}05 = 11250. \quad (2.41)$$

$К_э$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии, $К_э = 1$, поскольку нет теплофикационных отборов.

Расход тепла на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{ту}^{э} = Q_{ту}\ . \quad (2.42)$$

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{ту} = D_т \cdot (h_0 - \bar{t}''''_{пв}) + D'_{вт} \cdot \left(h_{пр} - \bar{t}''''_{пв}\right) + D''_{вт} \cdot (h'_{пр} - \\ -\bar{t}''''_{пв}) + D_{хов} \cdot (\bar{t}_{хов} - \bar{t}''''_{пв}) + D_{пп} \cdot (h_{пп} - h_{2отб}), \quad (2.43)$$

$$Q_{ту} = 177{,}695 \cdot (3447{,}209 - 1059{,}815) + 1{,}212 \cdot (2756{,}139 - \\ -1059{,}815) + 0{,}17 \cdot (2679{,}175 - 1059{,}815) + 7{,}635 \cdot (125{,}7 - \\ -1059{,}815) + 152{,}277 \cdot (3551{,}788 - 3071{,}481) = 492568{,}058.$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{ту}^{сн} = 0{,}05 \cdot Q_{ту}^{э} = 0{,}05 \cdot 492568{,}058 = 24628{,}403. \quad (2.44)$$

$$В_э = 19{,}503 \cdot 1 \cdot \frac{204750}{225000 - 11250} = 18{,}682 \text{ кг/с}.$$

Фактическое значение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии определяется по формуле:

$$в_э = \frac{В_э \cdot 3600}{W_э} = \frac{18{,}682 \cdot 3600}{204750} = 0{,}328 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.45)$$

2.4 Выбор и укрупненный расчет котельного агрегата

Котлоагрегат подбирается в соответствии с максимальным расходом пара на турбину с учетом расхода на собственные нужды и общего запаса пара, т/ч:

$$D_{ne} = 1{,}05 \cdot D_m = 1{,}05 \cdot 177{,}695 \cdot 3{,}6 = 671{,}68. \quad (2.46)$$

По этому значению выбираем котлоагрегат Еп-670-13,8 паропроизводительностью 670 т/ч с характеристиками: $P_{пе}$ = 13,8 МПа, $t_{пе}$= 545 °С, $t_{пв}$ = 243 °С, $t_{ух}$ = 158 °С.

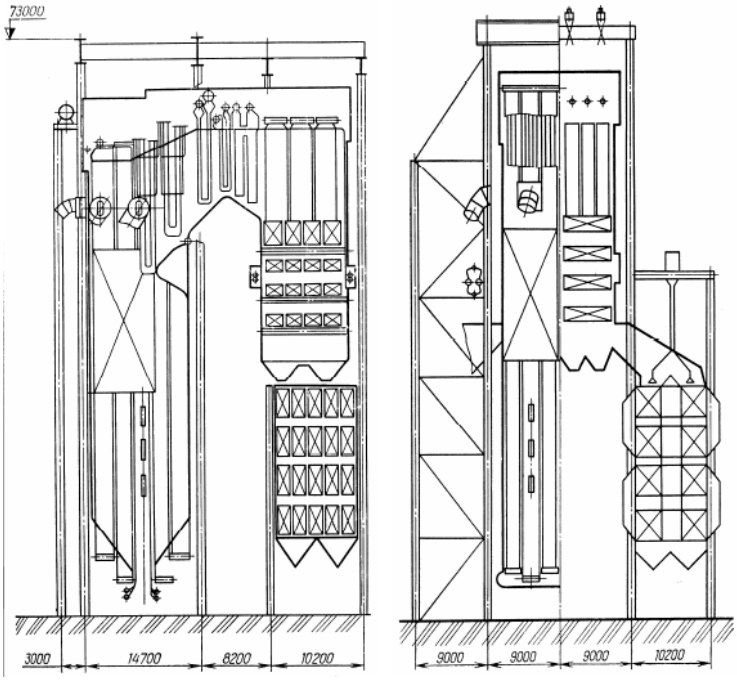


Рисунок 8 – Котел Еп-670-13,8

Расчетный расход топлива на работу котлоагрегата определяется из следующего соотношение, кг/с:

$$B_{рас} = \frac{Q_{пе}}{Q_н^р \cdot \eta_{пг}^{бр}} = \frac{520018{,}143}{11390 \cdot 0{,}91} = 50{,}171, \quad (2.47)$$

где $Q_н^р = 11390$ – теплота сгорания натурального топлива (см. таблицу 5), кДж/кг;.

$\eta_{пг} = 0{,}91$ – КПД котла.

Далее рассчитаем объемы воздуха и продуктов сгорания.

Теоретический объем воздуха, м^3/кг:

$$V_B^0 = 0{,}0889 \cdot (C^р + 0{,}375 \cdot S^P) + 0{,}265 \cdot H^P - 0{,}0333 \cdot O^P, \quad (2.48)$$

$$V_B^0 = 0{,}0889 \cdot (33{,}5 + 0{,}375 \cdot 0{,}3) + 0{,}265 \cdot 2{,}2 - 0{,}0333 \cdot 10{,}3 = 3{,}228.$$

Теоретический объем азота, м^3/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0{,}79 \cdot V_В^0 + 0{,}8 \cdot \frac{N^P}{100}, \quad (2.49)$$

$$V_{N_2}^0 = 0{,}79 \cdot 3{,}228 + 0{,}8 \cdot \frac{0{,}5}{100} = 2{,}554.$$

Теоретический объем трехатомных газов, м^3/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1{,}866 \cdot \frac{C^{\text{Р}} + 0{,}375 \cdot S^{\text{Р}}}{100}, \tag{2.50}$$

$$V_{RO_2}^0 = 1{,}866 \cdot \frac{33{,}5 + 0{,}375 \cdot 0{,}3}{100} = 0{,}627.$$

Теоретический объем водяных паров, м^3/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0{,}111 \cdot H^P + 0{,}0124 \cdot W^P + 0{,}0161 \cdot V_B^0, \tag{2.51}$$

$$V_{H_2O}^0 = 0{,}111 \cdot 2{,}2 + 0{,}0124 \cdot 40 + 0{,}0161 \cdot 3{,}228 = 0{,}792.$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м^3/кг:

$$V_{\text{г}}^0 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0,$$

$$V_{\text{г}}^0 = 0{,}792 + 0{,}627 + 2{,}554 = 3{,}974. \tag{2.52}$$

Объем уходящих газов $V_{\text{г}}^{\text{ух}}$ равен сумме теоретического объема газов $V_{\text{г}}^0$, и объема присосов воздуха по тракту котла, м^3/кг:

$$V_{\text{г}}^{\text{ух}} = V_{\text{г}}^0 + 1{,}0161 \cdot \left(\alpha_{\text{ух}} - 1\right) \cdot V_{\text{в}}^0, \tag{2.53}$$

где $\alpha_{\text{ух}}$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

$$a_{\text{ух}} = a_{\text{т}} + \Delta a_{\text{кп}} + \Delta a_{\text{взп}} = 1{,}2 + 0{,}03 + 0{,}03 = 1{,}26, \tag{2.54}$$

$$V_{\text{г}}^{\text{ух}} = 3{,}974 + 1{,}0161 \cdot (1{,}26 - 1) \cdot 3.228 = 4{,}826.$$

2.5 Выбор вспомогательного оборудования

2.5.1 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватель высокого давления (ПВД) подбираются в соответствии с заводскими данными, чтобы их характеристики соответствовали значениям, полученным при расчете ПТС. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими их пригодность для данной турбины, являются: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа); давление воды (МПа) и поверхность нагрева (м^2).

ПВД-3: ПВ-775-265-45, где 775 - площадь поверхности теплообмена, м^2; 265 - максимальное давление в трубной системе, бар; 45 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-2: ПВ-775-265-31.

ПВД-1: ПВ-775-265-13.

Регенеративные подогреватель низкого давления (ПНД) мы также подбираем их в соответствии с заводскими данными, чтобы их характеристики соответствовали значениям, полученным при расчете ПТС.

Подогреватели низкого давления поверхностного типа:

ПНД-1: ПН-350-16-7.

ПНД-2: ПН-350-16-7.

ПНД-3: ПН-350-16-7.

ПНД-4: ПН-350-16-7.

2.5.2 Деаэратор

Производительность деаэратора определяется пропускной способностью деаэрационной колонки, размер которой должен быть достаточным для того, чтобы вся прошедшая через нее вода была нагрета до температуры насыщения, и выбирается в соответствии с максимальным расходом питательной воды для блока или электростанции в целом. Один или два деаэратора устанавливаются на энергоблоке или секции, включающей турбоагрегат с обслуживающими его парогенераторами.

Резервных деаэраторов не ставят, но общую пропускную способность всех деаэраторов станции рекомендуется выбирать с некоторым запасом (около 10%). Для электростанции высокого давления изготавливаются деаэраторы высокого давления (4-7 бар). Емкость резервуаров деаэратора должна обеспечивать общий запас питательной воды для ТЭС не менее чем на 20 минут. Емкость резервуаров деаэратора составляет 85% от их геометрического объема, так как они заполнены не полностью, а до нормального уровня.

По найденному расходу питательной воды $G_{\text{пв}} = 681{,}763$ т/ч выбираем деаэратор ДСП-800 с характеристиками: давление 6-7 бар; производительностью – 800 т/ч.

2.5.3 Питательные насосы

Мощность питательных насосов, их количество и тип привода выбираются с учетом тепловой схемы электростанции и типа установленных котлов. Для блочных электростанций мощность питательных насосов выбирается исходя из расхода питательной воды на блок с запасом 5-8%, к/с:

$$\mathrm{D}_{\text{пн}} = \mathrm{G}_{\text{пв}} \cdot 1{,}05 = 189{,}378 \cdot 1{,}05 = 198{,}84. \qquad (2.55)$$

Предполагается, что напор питательного насоса на 30-50% превышает номинальное давление пара перед турбиной, МПа:

$$\mathrm{H} = \mathrm{P} \cdot 1{,}4 = 12{,}8 \cdot 1{,}4 = 17{,}92. \qquad (2.56)$$

Для установки выбираем два питательных насоса ПЭ-780-200 (один в работе, другой в резерве) с характеристикой:

Производительность - 780 м^3/ч;
Давление – 19,62 МПа;
Частота вращения – 2985 об/мин;
Температура питательной воды - 160 °С.

2.5.4 Конденсатные насосы

Расход воды перед конденсатными насосами составляет 490 т/ч. Устанавливаем три конденсатных насоса мощностью 50% каждый. Конденсатные насосы выбираются в соответствии с их производительностью и напору.

Выбираем конденсатные насосы КсВ 320-85 с характеристиками:
Подача – 320 м^3/ч;
Напор – 85 м;
Частота вращения – 1500 об/мин;
Мощность двигателя – 132 кВт.

2.5.5 Циркуляционные насосы

По заводским данным, расход циркуляционной воды на турбину составляет 27500 м^3/ч. Харанорская ГРЭС имеет центральную систему водоснабжения с четырьмя насоса ОП-6-110Э производительностью до 38160 м^3/ч. Из этого можно сделать выводы, что система водоснабжения не нуждается в установке дополнительных насосов.

Характеристики ОП-6-110Э:
Производительность: 38160 м^3/ч;
Напор: 7,5-12,7 м вод. ст.;
Частота вращения: 485 об/мин;
Мощность: 1000 кВт.

2.5.6 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Дутьевой вентилятор выбирается в соответствии с производительностью и напором, устанавливаем два дутьевых вентилятора на котел.

Производительность дутьевого вентилятора определяется расходом воздуха, необходимым для горения топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке и присосов по тракту котла, м^3/кг:

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м^3/с:

$$V_{\text{дв}} = B_{\text{рас}} \cdot V_{\text{в}}^{0} \cdot (\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{плу}} + \Delta\alpha_{\text{взп}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}}+273}{273}, \quad (2.57)$$

$$V_{\text{дв}} = 50{,}171 \cdot 3{,}228 \cdot (1{,}2 - 0{,}05 - 0{,}04 + 0{,}03) \cdot \frac{30+273}{273} = 204{,}924,$$

где $B_{рас} = 50{,}171$ – расчетный расход топлива, кг/с;

$\alpha_т = 1{,}2$– коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1,2;

$\Delta\alpha_т = 0{,}05$ – присос воздуха в топке;

$\Delta\alpha_{плу} = 0{,}04$ – присос воздуха в системе пылеприготовлении;

$\Delta\alpha_{взп} = 0{,}03$ – относительная утечка воздуха в ВЗП;

$t_{хв} = 30$ °С – температура холодного воздуха.

$V_в^0$= 3,228 м^3/кг – теоретический объем воздуха, требуемый для сжигания 1 кг угля.

Расчетная производительность вентилятора принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1{,}1$.

Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается вентилятор, м^3/с:

$$V_{дв}^{р} = \frac{\beta_1 \cdot V_{дв}}{Z} \cdot \frac{760}{P_{бар}} = \frac{1{,}1 \cdot 204{,}924}{2} \cdot \frac{760}{760} = 112{,}708, \quad (2.58)$$

где $\beta_1 = 1.1$ – коэффициент запаса;

$Z = 2$ – число дутьевых вентиляторов;

$P_{бар} = 760$ – барометрическое давление местности, мм. рт. ст.

Предполагается, что давление дутьевого вентилятора равно сопротивлению воздушного тракта котлоагрегата $H_{дв} = 4{,}5$ кПа. Расчетный напор берется с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1{,}15$:

$$H_{дв}^{р} = \beta_2 \cdot H_{дв} = 1{,}15 \cdot 4{,}5 = 5{,}175\,. \quad (2.59)$$

В качестве дутьевого вентилятора выбираем ВДН-32Б со следующими характеристиками: производительность 475000/385000 м^3/ч, напор 6100/4000 Па, частота вращения 730/590 об/мин, мощность 1250/725 кВт.

Дымосос выбирается аналогично дутьевому вентилятору с точки зрения производительности и напора, мы устанавливаем два дымососа на котел.

Производительность определяется объемным расходом газов, уходящих из котла (после воздухоподогревателя), и воздухом, присасываемым в тракт после котла в газоходах, м^3/с:

$$V_{дс} = B_{рас} \cdot (V_г^{ух} + V_{прис}) \cdot \frac{t_д + 273}{273}\,, \quad (2.60)$$

где $V_г^{ух}$= 4,826 м^3/кг – объем уходящих газов.

Объем присосов за пределами котла:

$$V_{прис} = (\Delta\alpha_{зу} + \Delta\alpha_{гх}) \cdot V_в^0 = (0{,}1 + 0{,}01) \cdot 3{,}974 = 0{,}437. \quad (2.61)$$

где $\Delta\alpha_{зу} = 0{,}1$ – присосы в БЦУ;

$\Delta\alpha_{гх} = 0{,}01$ – присосы в стальные газоходы котла;

Температура газов перед дымососами, °С:

$$t_{\text{д}} = \frac{V_{\text{г}}^{\text{ух}} \cdot t_{\text{ух}} + V_{\text{прис}} \cdot t_{\text{в}}}{V_{\text{г}}^{\text{ух}} + V_{\text{прис}}} = \frac{4{,}826 \cdot 158 + 0{,}437 \cdot 30}{4{,}826 + 0{,}437} = 147{,}371. \quad (2.62)$$

Определим производительность дымососа по формуле (2.59), м^3/с:

$$V_{\text{дс}} = 50{,}171 \cdot (4{,}826 + 0{,}437) \cdot \frac{147{,}371 + 273}{273} = 406{,}633.$$

Расчетную производительность дымососа принимают с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1{,}1$. Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается дымосос:

$$V_{\text{дс}}^{\text{р}} = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{дс}}}{Z} \cdot \frac{760}{P_{\text{бар}}} = \frac{1{,}1 \cdot 406{,}633}{2} \cdot \frac{760}{760} = 223{,}648, \quad (2.63)$$

где $\beta_1 = 1{,}1$ – коэффициент запаса;

$Z = 2$ – число дымососов;

$P_{\text{бар}} = 760$ – барометрическое давление местности, мм. рт. ст.

Предполагается, что напор дымососа равен сопротивлению газового тракта котлоагрегата $\text{Н}_{\text{дс}} = 2{,}86$ кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1{,}2$.

$$H_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_2 \cdot H_{\text{дс}} = 2{,}86 \cdot 1{,}2 = 3{,}432\,. \quad (2.64)$$

В качестве дымососа выбираем ДОД-31,5 с производительностью 725000/850000 м^3/ч, напором 3200/4350 Па, частотой вращения 496 об/мин, мощностью 790/1360 кВт.

3 Охрана окружающей среды

3.1 Очистка дымовых газов

Задаемся скоростью газов в электрофильтре:

$u = 1{,}5$ м/с.

Необходимая площадь сечения электрофильтра, м^2:

$$F = \frac{V}{u}, \quad (3.1)$$

где $V = 406{,}633$ м^3/с – объем газов перед электрофильтром (см. формулу (2.59));

$$F = \frac{406{,}633}{1{,}5} = 271{,}088.$$

Для улавливание твердых частиц из потока дымовых газов выбирается электрофильтр ЭГА2-88-12-6-4 с активным сечением 285,6 $м^2$.

Таблица 11 – Технические характеристики электрофильтра типа ЭГА2-88-12-6-4

Наименование характеристики	Значение
Площадь активного сечения, $м^2$	285,6
Количество полей, шт	4
Площадь осаждения, $м^2$	32976
Габаритные размеры, м Длина Ширина Высота	 29,54 22,74 19,9
Разряжение, кг/ $м^3$	500
Напряжение, кВ	60
Расстояние между осадительными и коронирующими электродами, м	0,3
Высота электрода, м	12
Длина одного поля, м	5,6

Принцип работы электрофильтра основан на создании неравномерного электрического поля высокой напряженности и образовании коронного разряда в зоне коронирующих электродов, расположенных в корпусе электрофильтра.

Вокруг электрода, который имеет профиль с острыми углами, при напряженности электрического поля около 1,5 МВ/м в узкой области, прилегающей к электроду, происходит интенсивная ионизация дымовых газов. Возникает коронный разряд, в результате которого отрицательно заряженные электроны выталкиваются из молекул дымовых газов и образуются положительно заряженные ионы дымовых газов. Электроны под действием сил электростатического поля движутся в направлении от короны к осадительным электродам. Когда они сталкиваются с частицами пепла на своем пути, электроны поглощаются ими и передают им отрицательный заряд. Теперь отрицательно заряженные частицы под действием электростатических сил направляются к осадительным электродам и осаждаются на них. Под действием адгезивных сил частицы образуют слой на осадительном электроде. Через определенные промежутки времени электроды встряхиваются ударным механизмом, и частицы золы попадают в бункер под действием силы тяжести.

Для равномерного распределения газов по сечению электрофильтра, а также для исключения прохождения газов за пределы активной зоны каждый

электрофильтр снабжен газораспределительным устройством, которое состоит из газораспределительной решетки, установленной перед форкамерой, и газоотсекающих листов, установленных в бункерах под монтажными люками и на боковых стенках корпуса.

Газораспределительная решетка собрана из перфорированных листов с живым поперечным сечением 35 или 45% и установлена на входе газа в электрофильтр. Если установлены две газораспределительные решетки, то вторая устанавливается в форкамере.

По высоте газораспределительная решетка состоит из двух ярусов листов; по ширине имеется несколько рядов полотен, число которых зависит от ширины электрофильтра. Верхний ярус листов жестко крепится к уголку, который, в свою очередь, при монтаже приваривается к верхней части корпуса электрофильтра. В средней части оба яруса соединяются уголком, на который в случае необходимости устанавливаются наковальни. Нижние концы листов нижнего яруса объединены одним уголком, через который осуществляется натяжение решеток при помощи болтов.

Для защиты решеток от налипания пыли в некоторых случаях, в силу технологических условий, они оснащены механизмами встряхивания.

Встряхивание газораспределительных решеток является механическим и осуществляется ударом рычажного молотка по наковальне, связывающей обе решетки.

Равномерное распределение газов по сечению каждого электрофильтра, а также между параллельными устройствами — одно из основных условий их эффективной работы.

Утоняем скорость газов с помощью активного сечения выбранного фильтра, м/с:

$$u = \frac{V}{F} = \frac{406{,}633}{285{,}6} = 1{,}42. \quad (3.2)$$

Рассчитаем эффективность данного электрофильтра:

$К_н$ – коэффициент, который учитывает уменьшение вторичного уноса при увеличении высоты электрода более 7,5 м:

$$К_н = \frac{7{,}5}{Н}, \quad (3.3)$$

где Н = 12 м – высота электрода (см. таблицу 11);

$$К_н = \frac{7{,}5}{12} = 0{,}625.$$

Коэффициент вторичного уноса, определяется по формуле:

$$К_{ун} = К_н \cdot К_{эл} \cdot К_{вс} \cdot (1 - 0{,}25(u - 1)), \quad (3.4)$$

где $К_{эл} = 1$ – коэффициент, учитывающий тип коронирующих электродов;

$К_{вс} = 1{,}7$ – коэффициент, учитывающий режим встряхивания;

$u = 1{,}42$ – средняя скорость движения потока газов, м/с;

$К_н$– коэффициент, который учитывает уменьшение вторичного уноса при увеличении высоты электрода более 7,5 метров;

Отсюда коэффициент вторичного уноса:

$$К_{ун} = 0{,}625 \cdot 1 \cdot 1{,}7 \cdot \left(1 - 0{,}25(1{,}42 - 1)\right) = 0{,}961.$$

Скорость дрейфа частиц, определяется по формуле, м/с:

$$v = 0{,}25 \cdot (К_{ок} \cdot Е)^2 \cdot d, \quad (3.5)$$

где $К_{ок} = 1$ – коэффициент обратной короны;

E– средняя напряженность поля, кВ;

$d = 0{,}000024$ – диаметр частицы, м;

Средняя напряженность поля, кВ:

$$E = \frac{U}{t} = \frac{60}{0{,}3} = 200, \quad (3.6)$$

U – напряжение, подведенное к электрофильтру, кВ (см. таблицу 11);

t – расстояние между осадительными и коронирующими электродами, м (см. таблицу 11);

Отсюда средняя скорость дрейфа, м/с:

$$v = 0{,}25 \cdot (1 \cdot 200)^2 \cdot 0{,}000024 = 0{,}24.$$

Полуэмпирическое выражение для определения параметра золоулавливания при равномерном поле скоростей:

$$П_р = 0{,}2 \cdot K_{ун} \cdot \sqrt{\frac{v}{u}} \cdot \frac{n \cdot L_n}{t}, \quad (3.7)$$

где $К_{ун}$ – коэффициент вторичного уноса;

v – средняя скорость дрейфа, м/с;

u – средняя скорость движения потока газов, м/с;

n – количество полей, шт (см. таблицу 11);

L_n – длина одного поля, м (см. таблицу 11);

t – расстояние между осадительными и коронирующими электродами, м (см. таблицу 11);

$$П_р = 0{,}2 \cdot 0{,}951 \cdot \sqrt{\frac{0{,}24}{1{,}42}} \cdot \frac{4 \cdot 5{,}6}{0{,}3} = 5{,}838.$$

Выводим универсальное для всех типов золоуловителей соотношение:

$$\varepsilon = \exp(-П_р), \quad (3.8)$$

$$\varepsilon = \exp(-5{,}838) = 0{,}01,$$

Отсюда определяем КПД электрофильтра:

$$\eta = 1 - \varepsilon = 1 - 0{,}01 = 0{,}99. \quad (3.9)$$

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель одного котла (кг/с), находим из выражения:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = \text{В}_{\text{рас}} \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{р}} + \text{В}_{\text{рас}} \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{32700}, \quad (3.10)$$

где $\text{В}_{\text{рас}} = 50{,}171$ кг/с – часовой расход сжигаемого топлива;
$A^{\text{р}} = 13{,}2$ % – зольность рабочей массы топлива;
$a_{\text{ун}} = 0{,}95$ – доля золы, уносимая газами;
$q_4 = 0{,}5$ – потеря с механическим недожогом;
$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 11390$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = 50{,}171 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}132 + 52{,}703 \cdot 0{,}5 \cdot \frac{11390}{32700} = 6{,}379.$$

Количество летучей золы (кг/с), выбрасываемой в дымовую трубу одним котлом, определяем по формуле:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100}, \quad (3.11)$$

где $M_{\text{зол}}^{\text{вх}}$ – расход золы, поступающей в золоуловитель, кг/с;
$\eta_{\text{зу}}$ – КПД золоулавливающей установки, принимаем 99%.

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 6{,}379 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 0{,}064.$$

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу 4 котлами Еп-670-13,8, кг/с:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 0{,}245.$$

3.2 Система золоудаления

Удаление шлака из-под топок, устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью шнекового транспортера, передвигающегося в ванне, заполненной осветленной водой, после чего шлак выгружается в шлаковую дробилку, где дробится на куски размером не более 50 мм, затем поступает в смывной канал, где за счет смывной воды, поступающей через побудительные сопла, поступает в приямок багерной станции.

Багерные насосы используются для транспортирования шлака за пределы станции. Транспортировка шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу. Есть два потока, один из которых работает, другой-резервный.

На золошлакоотвале вода осветляется и насосами откачивается обратно на станцию.

Суммарное количество шлака и золы, удаляемое с электростанции, определяется по формуле, т/ч:

$$M_{\text{шл,з}} = \text{В}_{\text{сум}} \cdot \left(A^{\text{р}} + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{32700}\right) \cdot \left(1 - a_{\text{ун}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зу}}}{100}\right)\right) \cdot 3{,}6\,, \qquad (3.12)$$

где $\text{В}_{\text{сум}}$ – суммарный расход топлива, кг/с;

$A^{\text{р}} = 13{,}2$ – зольность рабочей массы топлива, %;

$q_4 = 0{,}5$ – потеря с механическим недожогом;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 11390$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$a_{\text{ун}} = 0{,}95$ – доля золы, уносимая газами;

$\eta_{\text{зу}}$ – КПД золоулавливающей установки, принимаем 99 %.

Суммарный расход топлива на ТЭС составит, кг/с:

$$B_{\text{сум}} = n \cdot B_{\text{рас}} + n \cdot B_{\text{к215}} = 2 \cdot 50{,}171 + 2 \cdot 47{,}325 = 194{,}992, \qquad (3.13)$$

где n – количество котлоагрегатов;

$B_{\text{к215}}$ – полный расход натурального топлива на блоке с турбиной К-215-130, кг/с;

$$M_{\text{шл,з}} = 194{,}992 \cdot \left(0{,}132 + 0{,}5 \cdot \frac{11390}{32700}\right) \cdot \left(1 - 0{,}95 \cdot \left(1 - \frac{99}{100}\right)\right) \cdot$$
$$\cdot\, 3{,}6 = 92{,}991.$$

Расчетный расход пульпы, м^3/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{ш}}}{\gamma_{\text{ш}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}}\,, \qquad (3.14)$$

где $M_{\text{ш}}, M_{\text{в}}$ – соответственно расход шлака и воды, т/ч;

$\gamma_{\text{ш}} = 0{,}5,\ \gamma_{\text{в}} = 1$ – соответственно, удельный вес шлака и воды, т/м^3.

Расход воды, т/ч:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл,з}} = 12 \cdot 92{,}991 = 1115{,}891. \qquad (3.15)$$

Расчетный расход пульпы, т/ч:

$$Q = \frac{92{,}991}{0{,}5} + \frac{1115{,}891}{1} = 1301{,}873.$$

Для найденного расхода пульпы выбираем багерный насос 12Гр-8Г с производительностью 1000-2000 м^3/ч, давлением на выходе из насоса 0,57-0,48 МПа; мощность 500 кВт; частота вращения 730 об/мин.

Диаметр золошлакопровода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot \upsilon}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1335{,}672}{3600 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}75}} = 0{,}513, \quad (3.16)$$

где $\upsilon = 1{,}75$ м/с – расчетная скорость пульпы.

3.3 Расчет выбросов твердых частиц

Выбросы золы, г/с:

$$\text{М}_{\text{з}} = \text{В}_{\text{сум}} \cdot \left(A^{\text{р}} + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{32700}\right) \cdot a_{\text{ун}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зу}}}{100}\right), \quad (3.17)$$

где $\text{В}_{\text{сум}} = 194{,}992$ – суммарный расход топлива, кг/с;
$A^{\text{р}} = 13{,}2$ – зольность рабочей массы топлива, %;
$q_4 = 0{,}5$ – потеря с механическим недожогом;
$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 11390$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг;
$a_{\text{ун}} = 0{,}95$ – доля золы, уносимая газами;
$\eta_{\text{зу}}$ – КПД золоулавливающей установки, принимаем 99 %;

$$\text{М}_{\text{з}} = 194{,}992 \cdot \left(0{,}132 + 0{,}5 \cdot \frac{11390}{32700}\right) \cdot 0.95 \cdot \left(1 - \frac{99}{100}\right) = 248.$$

3.4 Расчет выбросов оксида серы

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$\text{М}_{SO2} = 20 \cdot \text{В}_{\text{сум}} \cdot S^{\text{р}} \cdot (1 - \eta') \cdot (1 - \eta''), \quad (3.18)$$

где $\text{В}_{\text{сум}} = 194{,}992$ – суммарный расход топлива, кг/с;
$S^{\text{р}} = 0{,}3$ – рабочая масса серы, %;
η'– коэффициент, характеризующий долю оксидов серы, связанных летучей золой, принимаем 0,25;
η''– доля оксидов серы, улавливаемая в золоуловителе (мокрые фильтры);

$$\text{М}_{SO2} = 20 \cdot 194{,}992 \cdot 0{,}3 \cdot (1 - 0{,}25) \cdot (1 - 0) = 877{,}464.$$

3.5 Расчет выбросов оксидов азота

Массовые выбросы оксидов азота в пересчете на NO_2, г/с, рассчитываются по формуле:

$$\text{М}_{NO2} = 0{,}034 \cdot \beta_1 \cdot K \cdot B \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot \text{r}) \cdot \beta_3, \quad (3.19)$$

где $\beta_1 = 1$ – коэффициент, учитывающий влияние на выход NO_2 качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$K_{NO2} = \frac{12 \cdot Q_ф}{200+Q_н} = 5{,}78$ – коэффициент, характеризующий выход NO_2 на 1 т топлива, $Q_ф = 670$ – фактическая паропроизводительность котла, т/ч, $Q_н = 670$ – номинальная паропроизводительность котла, т/ч;

β_2 = 0,005 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркуляционных газов в зависимости от условий подачи в топку ;

$\beta_3 = 0{,}85$ – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$r = 10\%$ – степень рециркуляции дымовых газов от расхода дутьевого воздуха.

$$M_{NO2} = 0{,}034 \cdot 1 \cdot 5{,}78 \cdot 194{,}992 \cdot 11{,}39 \cdot \left(1 - \frac{0{,}5}{100}\right) \cdot (1 - 0{,}005 \cdot 0{,}1) \cdot 0{,}85 = 368{,}954.$$

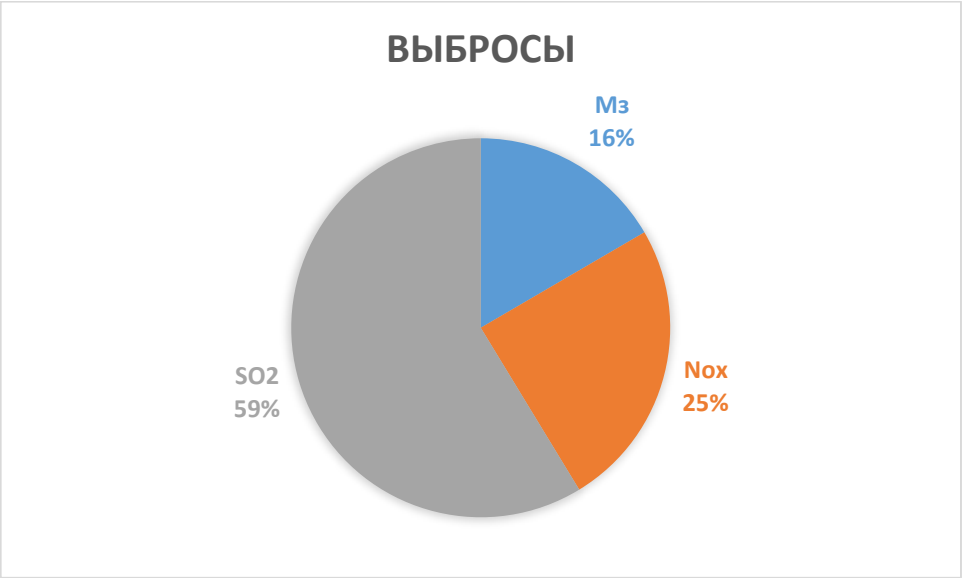


Рисунок 9 – Выбросы вредных веществ

3.6 Определение приземной концентрации вредных веществ

Максимальная приземная концентрация вредных веществ, мг/м^3:

$$C_м = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{тр} \cdot \Delta T}}, \quad (3.20)$$

где A = 200 – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе;

F = 1 – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

m, n – безразмерные коэффициенты, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы ($m = 0{,}8$; $n = 1$);

$V_{тр}$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, м^3/с;

ΔT – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С;

М – суммарный выброс загрязняющего вещества г/с.

$H = 250$ – высота трубы, м.

Объём дымовых газов на выходе из дымовой трубы, м^3/с:

$$V_{\text{тр}} = \text{В}_{\text{сум}} \cdot \left(V_{\text{ух.г}} + V_{\text{прис}}\right) \cdot \frac{t_{\text{ух}}+273}{273}, \quad (3.21)$$

где $\text{В}_{\text{сум}} = 194{,}992$ – суммарный расход топлива, кг/с;

$V_{\text{ух.г}}$ – объём уходящих газов, м^3/кг;

$V_{\text{прис}}$ – объем присосов за пределами котла, м^3/кг;

$t_{\text{ух}}$ – температура уходящих газов, °С;

$$V_{\text{тр}} = 194{,}992 \cdot (4{,}826 + 0{,}646) \cdot \frac{158 + 273}{273} = 1684{,}402.$$

Разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С:

$$\Delta T = t_{\text{ух}} - t_{\text{хв}} = 158 - 30 = 128. \quad (3.22)$$

Суммарный выброс загрязняющего вещества г/с:

$$\text{М} = M_{\text{зол}}^{\text{вых}} + \frac{\text{ПДК}_{\text{SO2}}}{\text{ПДК}_{\text{NOx}}} \cdot M_{NOx} + \text{М}_{SO2}, \quad (3.23)$$

$$\text{М} = 248 + \frac{0{,}5}{0{,}085} \cdot 368{,}954 + 877{,}464 = 3295{,}782.$$

$$C_{\text{м}} = \frac{200 \cdot 3295{,}782 \cdot 1 \cdot 0{,}8 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{1684{,}402 \cdot 128}} = 0{,}14071.$$

Таким образом, максимальная приземная концентрация вредных примесей не превышает ПДК в атмосферном воздухе на уровне земли. Соответственно, высота трубы 250м удовлетворяет нормативам качества воздуха, но, чтобы полностью в этом убедится требуется сделать расчет приземной концентрации отдельно каждого вредного вещества.

Приземная концентрация оксидов азота, мг/м^3:

$$C_{M_{NOx}} = \frac{200 \cdot \frac{0{,}5}{0{,}085} \cdot 368{,}954 \cdot 1 \cdot 0{,}8 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{1684{,}402 \cdot 128}} = 0{,}082.$$

Приземная концентрация оксидов азота не превышает ПДК (0,082<0,085).

Приземная концентрация оксидов серы мг/м^3:

$$C_{M_{SO2}} = \frac{200 \cdot 877{,}464 \cdot 1 \cdot 0{,}8 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{1684{,}402 \cdot 128}} = 0{,}047.$$

Приземная концентрация оксидов серы не превышает ПДК (0,047<0,5).

Приземная концентрация золы, мг/м^3:

$$C_З = \frac{200 \cdot 248 \cdot 1 \cdot 0{,}8 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{1684{,}402 \cdot 128}} = 0{,}01.$$

Приземная концентрация золы не превышает ПДК (0,01<0,5).

4 Общая часть

4.1 Водопотребление блока

Тепло, которое необходимо отводить для охлаждения маслоохладителя, равно 1 % от общей мощности вырабатываемой турбиной. Из уравнения теплового баланса определим расход воды на маслоохладитель турбины, м^3/ч:

$$G_{\text{охл.м.}} = \frac{Q}{c_v \cdot (\Delta t)}, \tag{4.1}$$

где c_v – теплоемкость воды, $c_v = 4{,}19$ кДж/кг·К;

Δt = 10 – перепад температур на входе и выходе, °С;

Количество теплоты, воспринимаемое маслоохладителем, МВт:

$$Q = 0{,}01 \cdot N_{\text{уст}}, \tag{4.2}$$

где $N_{\text{уст}} = 225$ – установленная мощность турбины в конденсационном режиме, МВт;

$$Q = 0{,}01 \cdot 225 = 2{,}25,$$

$$G_{\text{охл.м.}} = \frac{2{,}25 \cdot 1000}{4{,}19 \cdot 10} = 193{,}502.$$

Расход воды на охладители газа и воздуха будет в 2 раза больше расхода воды на охладители масла, м^3/ч:

$$G_{\text{охл.г.}} = 2 \cdot G_{\text{охл.м.}}, \tag{4.3}$$

$$G_{\text{охл.г.}} = 2 \cdot 193{,}502 = 387{,}004.$$

Расход воды на охлаждение подшипников также составит, м^3/ч:

$$G_{\text{охл.подш.}} = G_{\text{охл.м.}} = 193{,}502.$$

Определим расход воды в системе ГЗУ, м^3/ч.

На 1 кг смеси золы и шлака необходимо 12 литров воды.

$$G_{\text{ГЗУ}} = 12 \cdot M_{\text{шл,з}}, \tag{4.4}$$

Суммарное количество шлака и золы, т/ч, удаляемое с блока, определяем по формуле:

$$M_{\text{шл,з}} = B \cdot \left(A^{\text{р}} + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{32700}\right) \cdot \left(1 - a_{\text{ун}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зу}}}{100}\right)\right) \cdot 3{,}6\,, \tag{4.5}$$

где $B = 50{,}171$ – расход топлива на блок, кг/с;

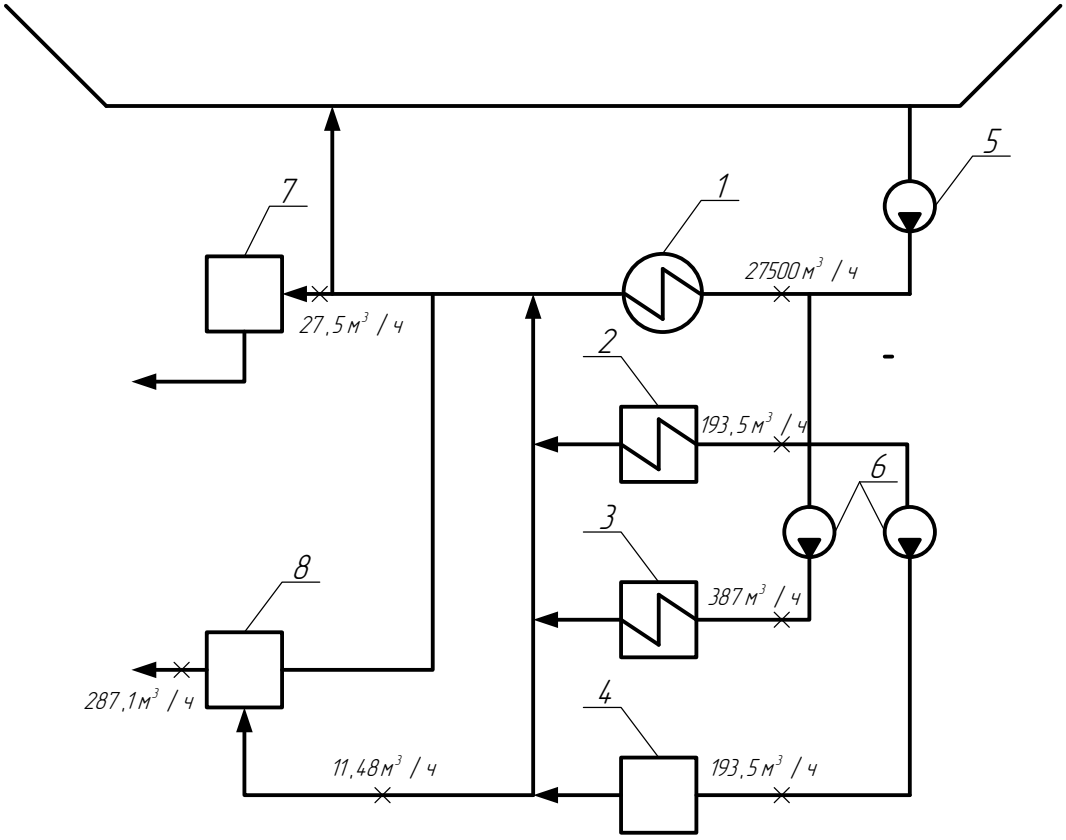
$A^{р} = 13{,}2$ – зольность рабочей массы топлива, %;
$q_4 = 0{,}5$ – потеря с механическим недожогом;
$Q_{н}^{р} = 11390$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг;
$a_{ун} = 0{,}95$ – доля золы, уносимая газами;
$\eta_{зу}$ – КПД золоулавливающей установки, принимаем 99 %;

$$M_{шл,з} = 50{,}171 \cdot \left(0{,}132 + 0{,}5 \cdot \frac{11390}{32700}\right) \cdot \left(1 - 0{,}95 \cdot \left(1 - \frac{99}{100}\right)\right) \cdot 3{,}6 = 23{,}926,$$

$$G_{ГЗУ} = 12 \cdot 23{,}926 = 287{,}112.$$

Расход на подпитку ГЗУ составляет 4% от общего расхода воды в системе ГЗУ, м^3/ч:

$$G_{подп} = 0{,}4 \cdot G_{ГЗУ} = 0{,}04 \cdot 287{,}112 = 11{,}484. \quad (4.6)$$



1 –конденсатор; 2 – маслоохладители; 3 – охладители газа и воздуха; 4 – подшипники; 5 – циркуляционный насос; 6 – повысительные насосы; 7 – водоподготовка; 8 – ГЗУ.

Рисунок 10 – Водопотребление блока

4.2 Водоснабжение

Водоем охладитель Харанорской ГРЭС был образован в результате заполнения водами реки Онон. Наливное водохранилище имеет площадь 4,14 км^2, объем 15,6 млн м^3, среднюю глубину – 3,8 м. В состав водоснабжения

входят следующие сооружения: подводящий канал, береговая насосная станция, дренажный канал, водозаборный канал.

На данный момент установленная электрическая мощность Харанорской ГРЭС составляет 665 МВт. Требуется рассчитать площадь водохранилища с учетом расширения мощностей на 225 МВт, где $N_э = 890$ МВт.

Площадь водохранилища с учетом расширения, км^2:

$$F_{пр} = f_{уд} \cdot N_э, \tag{4.7}$$

где $f_{уд}$– удельная площадь водохранилища;($f_{уд} = (3 \div 8) \cdot 10^{-3}$);

$$F_{пр} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot 890 = 4{,}45.$$

Площадь водохранилища с учетом расширения больше реальной площади водохранилища (4,45>4,14), следовательно, система водоснабжения нуждается в расширении.

По этой причине выбираем установку оборотного технического водоснабжения с градирней для 30% охлаждающей воды устанавливаемой турбины. Для установки турбины необходим объем охлаждающей воды $G_{охл.в.} = 27500$ т/ч.

Расход охлаждающей воды градирни, т/ч:

$$G_{град} = G_{охл.в.} \cdot 0{,}3, \tag{4.8}$$

$$G_{град} = 27500 \cdot 0{,}3 = 8{,}250.$$

По результатам расчета выбираем подходящий агрегат.

На сегодняшний день самыми конкурентоспособными являются эжекционные градирни серии «ЭГРА». Эти градирни имеют характеристики на уровне вентиляторных градирен, а в некоторых случаях превосходят их.

Поскольку расход необходимой охлаждающей воды довольно велик, мы выбираем многоконтурный агрегат.

Корпус агрегата выполнен в виде правильной многогранной призмы, вся конструкция опирается на опоры высотой от двух метров. Градирня может иметь три и более автономных контуров охлаждения кольцевой формы, которые разделены между собой концентричными перегородками. Каждый периферийный контур имеет свой водосборный бассейн, а в центральном имеется приемная камера, из которой охлажденная вода подается потребителю. Над бассейнами по их периметру на высоте человеческого роста расположены наклонные водосбросы. Каналы эжекционных установок установлены на водосбросах. Прямо под ними находится система распределения воды. Технологические платформы расположены ниже. Ветровые перегородки полностью локализуют активную зону, предотвращая удаление капельной влаги из объема градирни. При этом внутри водосбросов формируются воздухозаборные коридоры, а по периферии-галерея.

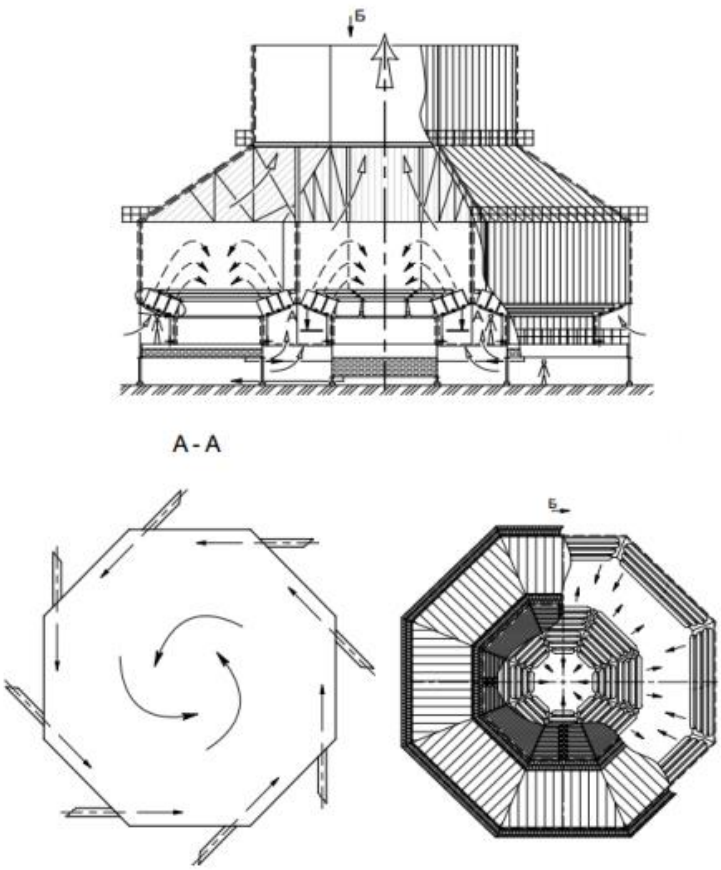


Рисунок 11– Принципиальная схема многоконтурной эжекционной градирни.

Воздух поступает в коридоры из-под днища градирни через щели решетчатого настила. Охлаждение воды происходит уже в эжекционных каналах, где происходит интенсивное всасывание воздуха и потоки движутся с большими скоростями. После эжекционных агрегатов диспергированные потоки воды, взаимодействуя с эжектируемым воздухом, движутся вверх по криволинейным траекториям на высоту 5-6 м. Под каплеуловителем происходит двухстороннее лобовое столкновение противоположных потоков, сопровождаемое многократным дроблением и взлетом капель в процессе хаотичного движения. В этом случае потоки как бы зависают в объеме на некоторое время, и часть воздуха уходит в атмосферу. Другая часть воздуха, уносимая дождем, падающим с большой высоты в промежутки между водосбросами, движется вниз. Затем воздух, вращаясь у поверхности воды в бассейне, под действием архимедовой силы и некоторого избыточного давления устремляется в выхлопной канал. Более того, воздух "просеивается" между каплями дождя в периферийных зонах, где плотность орошения значительно меньше.

Охлажденная вода из бассейнов поступает в приемную камеру через переливные трубы, ориентированные тангенциально. Образовавшийся водоворот закручивает воздух и создает торнадоподобный восходящий поток в объеме внутреннего контура охлаждения, увеличивая самотягу градирни.

Зимой рольставни на галерее опускаются, создавая парниковую зону под водосбросами и тем самым предотвращая обмерзание конструкций.

Таблица 12 – Основные характеристики многоконтурных градирен

№	Наименование характеристики	Величина показателя
1	Количество контуров, шт.	До 4 и более
2	Высота агрегата, м	До 23
3	Габариты в плане (диаметр вписанной окружности), м	До 58 и более
4	Общий расход воды, $м^3$	До 20000 и более
5	Номинальный перепад температур на входе и выходе, °С	8-10
6	Достигаемая глубина охлаждения (при относительной влажности воздуха φ =65%), °С: - без рециркуляции, - с рециркуляцией	 tм+(5÷6) tм+(2÷3)
7	Каплеунос (доля от общего расхода), %	Отсутствует
8	Расход подпиточной воды, %	0,9-1
9	Потребное давление, МПа (на уровне водораспределительной системы)	0,2-0,25

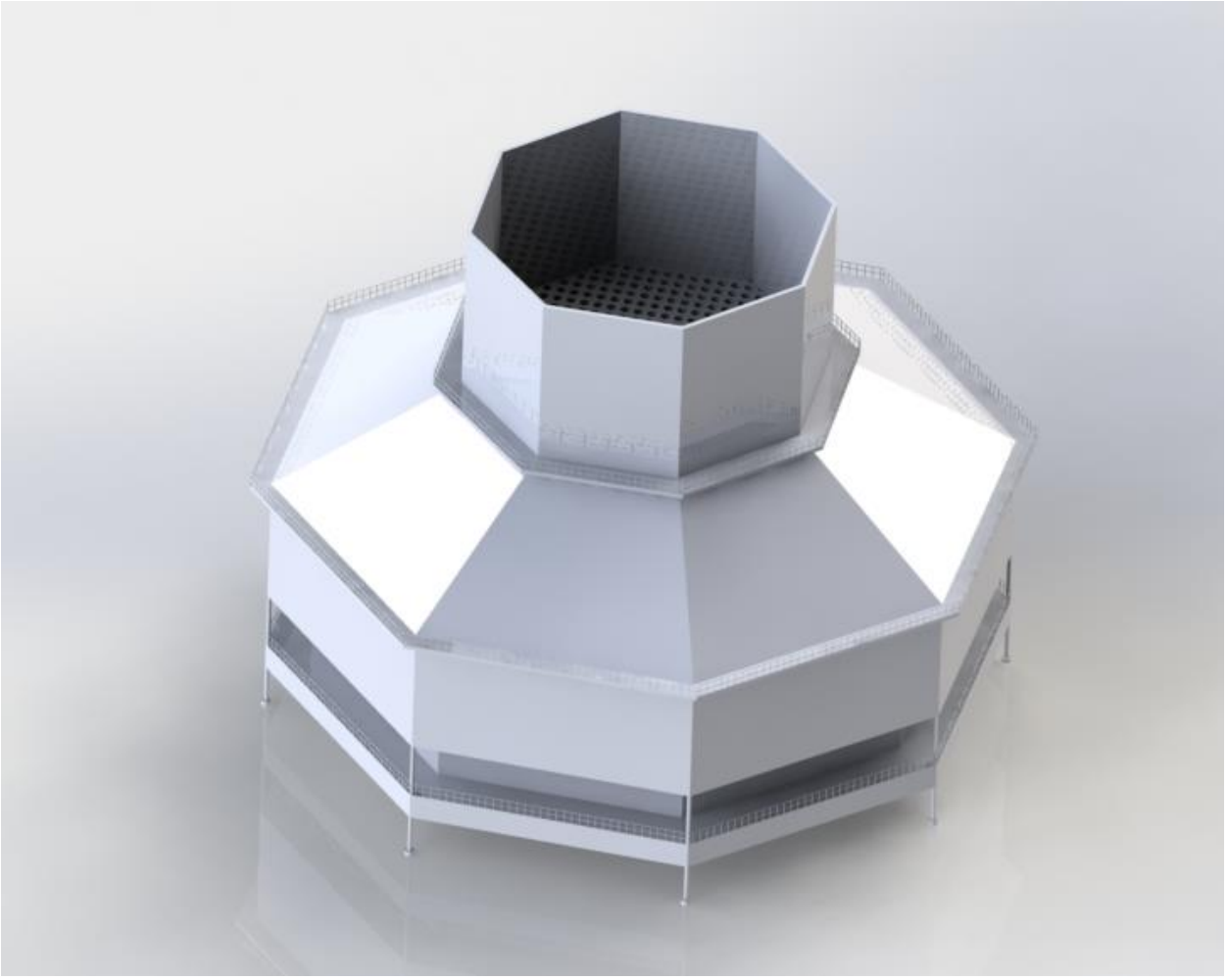


Рисунок 12 – Модель многоконтурной эжекционной градирни

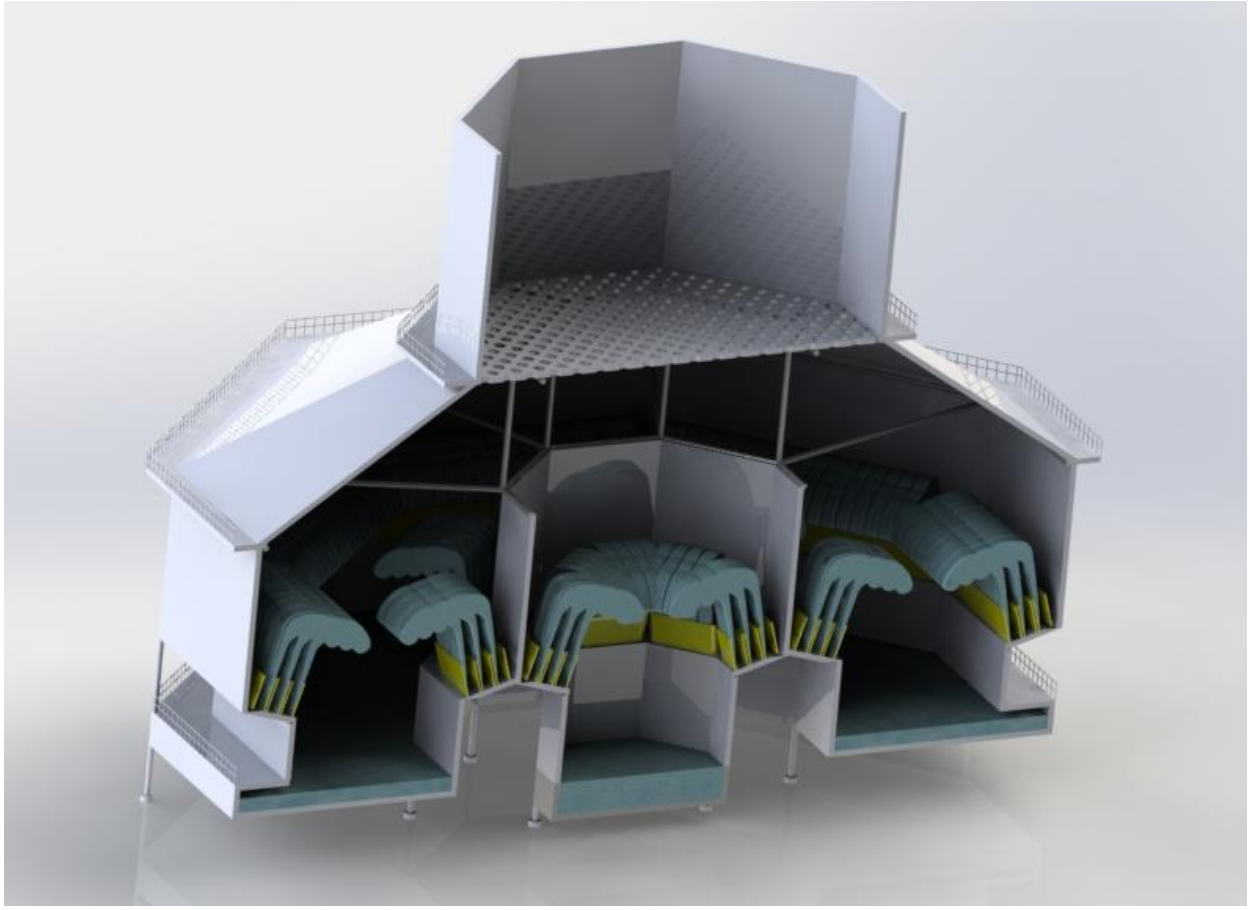
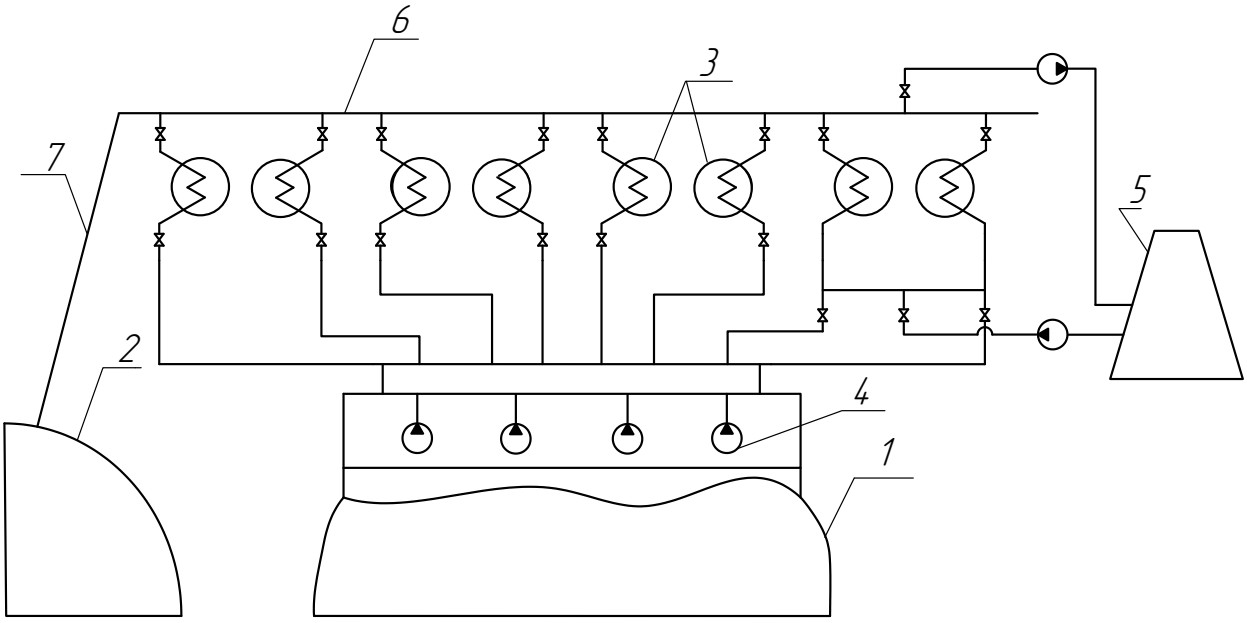


Рисунок 13 – Модель многоконтурной эжекционной градирни в разрезе



1 – Водозаборный канал; 2 – Струераспределительное сооружение; 3 - Конденсатор; 4 - Циркуляционный насос; 5 - Эжекционная многоконтурная градирня; 6 - Отводящий водовод; 7 - Водосбросной канал.

Рисунок 14 – Водоснабжение:

4.3 Выбор оборудования ТТЦ

4.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Часовой расход топлива на ТЭС составит, т/ч:

$$B_{сум} = n \cdot B_{рас} \cdot 3{,}6 + n \cdot B_{к215} \cdot 3{,}6 = 2 \cdot 50{,}171 + 2 \cdot 47{,}325 = \\ = 701{,}972\ , \qquad (4.9)$$

где n – количество котлоагрегатов;

$B_{к215}$ – полный расход натурального топлива на блоке с турбиной К-215-130, кг/с.

4.3.2 Приемные разгрузочные устройства

Часовой расход топлива на ТЭС составит 701,972 т/ч. Вагоноопрокидыватели используются на станциях с расходом топлива более 150 т/ч. При этом при расходе топлива от 400 до 1250 т/ч выбираются 2 вагоноопрокидывателя.

Характеристика роторного трехопорного вагоноопрокидывателя:

Число опрокидываний за 1 час – 30;

Теоретическая характеристика – 2790/1800 т/ч;

Мощность электродвигателей – 36×2 кВт.

4.3.3 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B_{сум} \cdot 24 = 701{,}972 \cdot 24 = 16847{,}321. \qquad (4.10)$$

Топливо подается в котельный цех по двум параллельным линиям ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{Т} = \frac{16847{,}321}{21} = 802{,}253, \qquad (4.11)$$

где Т =21 ч – число часов работы топливо подачи.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$B_{л} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_{а} = 1{,}4 \cdot 2 \cdot 0{,}75 \cdot 320 = 940{,}8, \qquad (4.12)$$

где b = 1,4 – ширина ленты, м;

c = 2 – скорость ленты, м/с;

$\gamma = 0{,}75$ – насыпной вес топлива, т/м^3;

$K_{а} = 320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива по ленте.

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт:

$$W_б = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_л \cdot l + 37 \cdot B_л \cdot H}{1000 \cdot 1{,}36} \cdot K_l \,, \qquad (4.13)$$

$$W_б = \frac{749 \cdot 50 \cdot 2 + 2 \cdot 940{,}8 \cdot 50 + 37 \cdot 940{,}8 \cdot 5}{1000 \cdot 1{,}36} \cdot 1 = 252{,}226,$$

где $l = 50$– длина конвейера между центрами приводного и концевого барабанов, м;

Н = 5 – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевого барабанов, м;

K_l = 1 – коэффициент, зависящий от длины ленты;

K_1 = 749 – коэффициент, зависящий от ширины ленты.

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эп} = \frac{K_з \cdot W_б}{\eta_{эд} \cdot \eta_р} = \frac{1{,}25 \cdot 252{,}226}{0{,}95 \cdot 0{,}96} = 345{,}704, \qquad (4.14)$$

где $K_з$=1,25 - коэффициент запаса для наклонных конвейеров;

$\eta_{эд}$=0,95 - КПД электродвигателя;

$\eta_р$=0,96 - КПД редуктора.

4.3.4 Дробилки

Применяем двухступенчатое дробление на проектируемом блоке.

Первая стадия (грубого дробления) предполагает дробление крупных кусков топлива непосредственно в приемно-разгрузочных устройствах. Для этой цели используются дробильно-фрезерные машины (ДМФ), которые измельчают топливо на решетках приемных бункеров. В разгрузочных устройствах с трех-и четырехопорными роторными вагоноопрокидывателями используются соответственно два или три дробильно - фрезерных станка, перемещающихся по рельсам, проложенным перпендикулярно продольной оси вагоноопрокидывателя. Тонкое измельчение твердого топлива осуществляется в тракте подачи топлива. Для этого установлены молотковые дробилки тонкого дробления, которые обеспечивают измельчение топлива до кусков размером 25 мм. Для грубого дробления топлива используются дискозубые и валковые дробилки, а для тонкого дробления - молотковые дробилки.

По расчетной часовой производительности ленточного конвейера $B_{расч} = 802{,}253$ т/ч в качестве дробилок первой ступени выбираем по три дробилки ДДЗ-500-6 на каждый вагоноопрокидыватель со следующими характеристиками:

Производительность – 300 т/ч;

Диаметр ротора – 500 мм;

Длина ротора – 1200 мм;

Частота вращения ведущего ротора – 235 об/мин;

Частота вращения ведомого ротора – 117,5 об/мин;

Наибольший размер загружаемых кусков – 500 мм;

В качестве дробилок второй ступени используем молотковые дробилки типа М20-20Г с характеристиками:

Производительность – 600-800 т/ч;

Диаметр ротора – 2000 мм;

Длина рабочей части ротора – 2000 мм;

Частота вращения ротора – 595 мин-1;

Наибольший размер загружаемых кусков – 600 мм;

Размер выходящих кусков – до 15 мм;

Мощность электродвигателя – 800 кВт.

Емкость бункера сырого угля, м^3:

$$V_б = \frac{B_{расч} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_з} = \frac{180{,}616 \cdot 10}{0{,}75 \cdot 0{,}8} = 3010{,}264, \quad (4.15)$$

где r = 10 – число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$K_з = 0{,}8$ – коэффициентом заполнения бункера;

$\gamma_т^{max} = 0{,}69$ – насыпной вес угля.

Для подачи угля из бункера используем ленточные питатели сырого угля с шириной ленты 800 мм, длиной 2 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м составляет 270 м^3/ч, требуемая мощность – 4,7 кВт.

4.3.5 Топливные склады

Емкость склада угля рассчитана на ежемесячное потребление при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занимаемая штабелями, приблизительно определяется по формуле, м^2:

$$F = \frac{24 \cdot B_{сум} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \phi} = \frac{24 \cdot 701{,}972 \cdot 30}{30 \cdot 0{,}75 \cdot 0{,}85} = 26427{,}181, \quad (4.16)$$

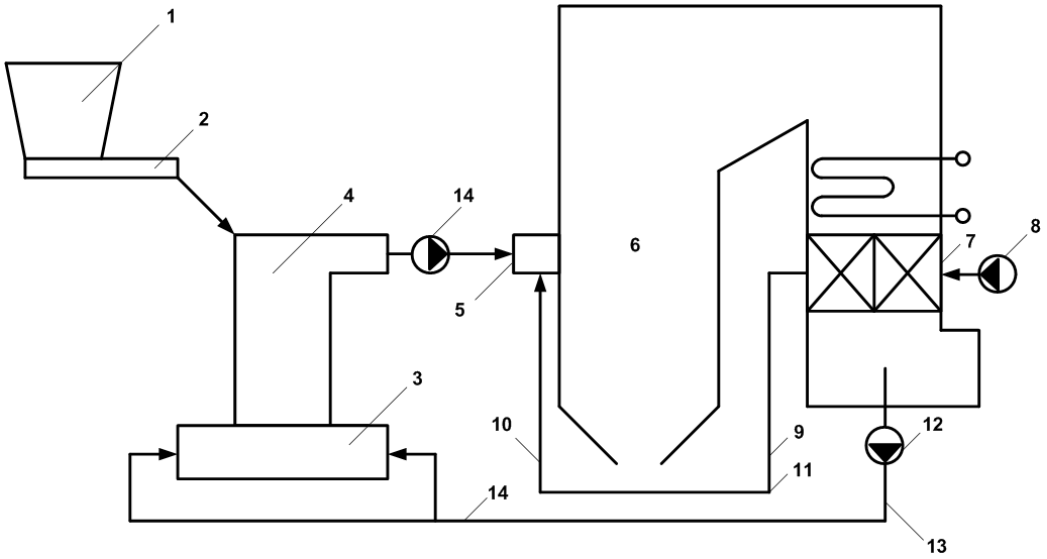
где $n = 30$ – число суток запаса топлива на складе;

$h = 30$ – высота штабеля, м;

$\phi = 0{,}8 - 0{,}9$ – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле.

Увеличение площади при расширении составило 6799,661 м^2.

4.3.6 Выбор оборудования системы пылеприготовления



1 – бункер сырого угля; 2 – питатель сырого угля; 3 – мельничное устройство; 4 – сепаратор пыли; 5 – горелочное устройство; 6 – топочная камера; 7 - воздухоподогреватель; 8 – дутьевой вентилятор; 9 – горячий воздух; 10 – вторичный воздух; 11 – первичный воздух; 12 – дымосос рециркуляции газов; 13 – уходящие дымовые газы; 14 – газовоздушная смесь.

Рисунок 15 – Система пылеприготовления, замкнутая с прямым вдуванием:

Важной характеристикой угля является коэффициент размолоспособности, $K_{\text{ло}}$. Он рассчитывается как отношение расхода энергии эталонного топлива $Э_{\text{эт}}$, кВт ч/т, к расходу энергии Э на помол данного топлива.

$$K_{\text{ло}} = \frac{Э_{\text{эт}}}{Э}, \tag{4.17}$$

За эталонное топливо принимают антрацитовый штыб (АШ), для которого $K_{\text{ло}} = 1$. Практически $K_{\text{ло}}$ показывает, во сколько раз производительность мельницы при размоле данного угля отличается от производительности при размоле эталонного топлива. У Харанорского угля $K_{\text{ло}} = 1{,}38$.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_{\text{м}} = \frac{1{,}1 \cdot B_{\text{рас}}}{n \cdot K_{\text{ло}}} = \frac{1{,}1 \cdot 180{,}616}{4 \cdot 1{,}38} = 35{,}992, \tag{4.18}$$

где $n = 4$ – количество мельниц на котле.

Выбираем мельницы МВ 2700/650/590 в количестве 4 штук, которые имеют следующие характеристики: производительность – 38 т/ч; частота вращения - 590 об/мин.

4.4 Электрическая часть проекта

На рисунке 16 изображена схема выдачи мощности блока 225 МВт.

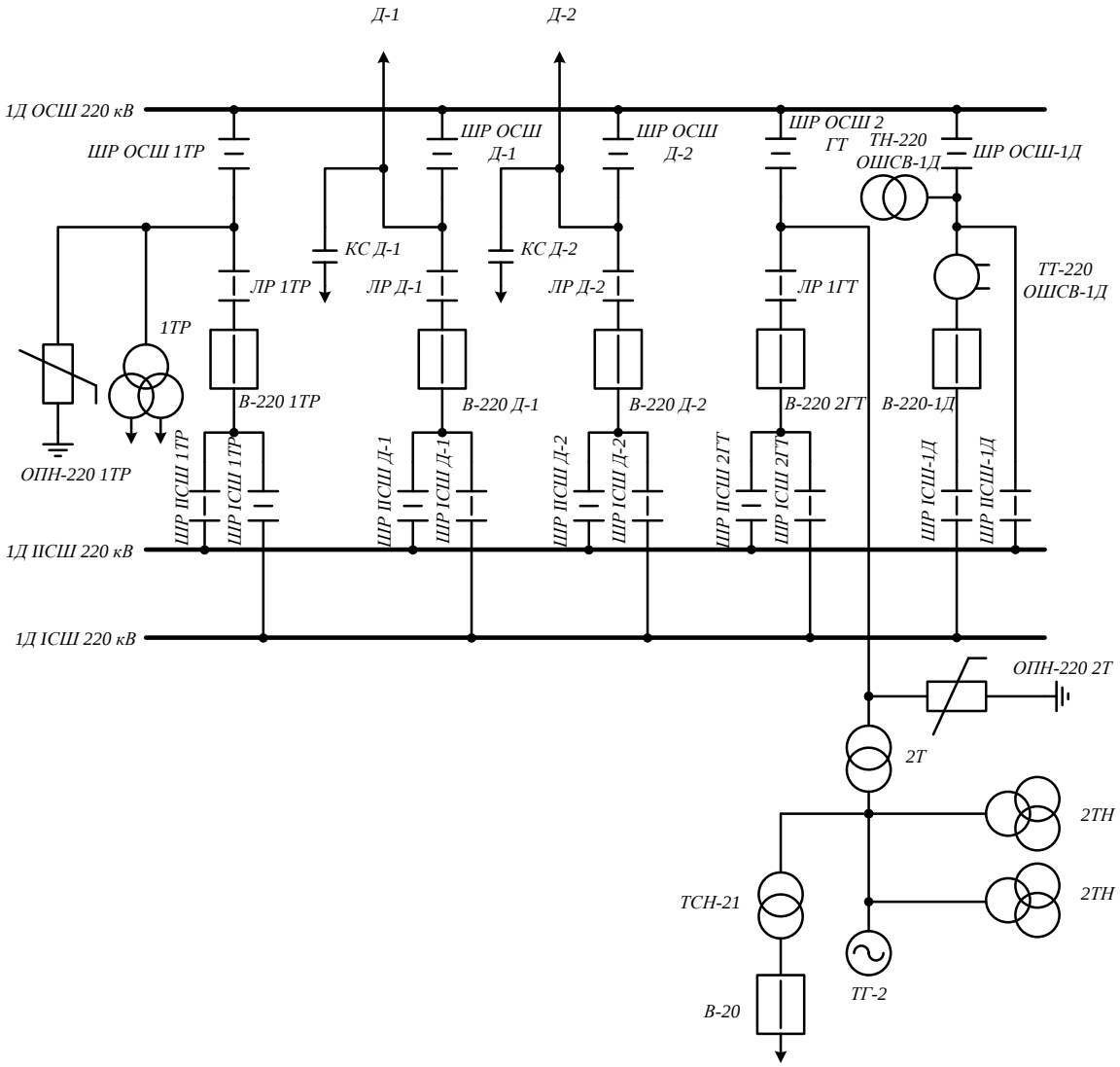


Рисунок 16 – Схема выдачи мощности блока 225 МВт

4.5 Генеральный план и компоновка главных зданий ТЭС

Генеральный план – это план размещения электростанции, ее основных и вспомогательных объектов на выбранной производственной площадке. Генеральный план включает в себя следующие производственные и хозяйственные здания и сооружения: главное корпус, в котором расположены турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, оборудование для пылеприготовления; топливоподача, состоящая из размораживающего устройства, тендерных весов, разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для ленточных конвейеров; складов топлива; распределительного устройства напряжения генератора, повышающих трансформаторов и распределительного устройства; дымовые трубы; цех химической очистки воды; система технического водоснабжения;

система удаления золы и шлака; мазутные сооружения; здания и сооружения вспомогательного назначения - мастерские, склады, гаражи, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, системы водоснабжения и канализации.

Все здания и сооружения обычно расположены в пределах основного ограждения электростанции. Золоотвалы, а также ряд других сооружений расположены за пределами основного ограждения.

Модель генерального плана Харанорской ГРЭС представлена на рисунке 17.

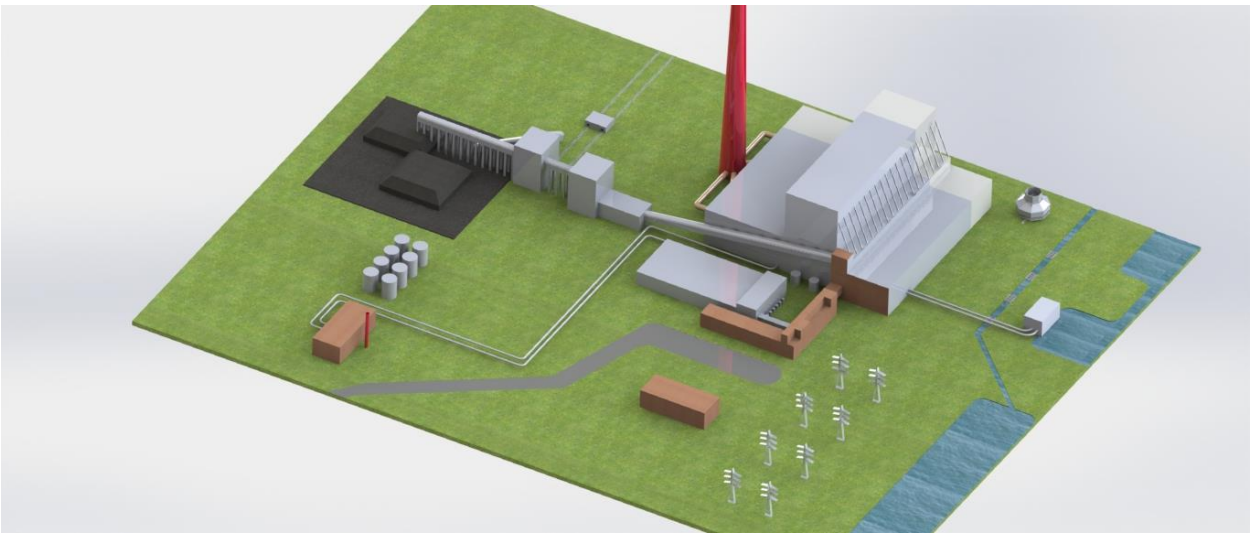


Рисунок 17 – Генеральный план Харанорской ГРЭС

В главном здании ТЭС размещается основное и вспомогательное оборудование. Основной корпус снабжается топливом для сжигания, циркулирующей водой для охлаждения отработавших паров турбин и других целей. Нагретая вода после конденсаторов, дымовые газы, шлак, зола, а также готовые продукты в виде тепловой и электрической энергии выводятся из основного корпуса. Главное здание содержит самое сложное и дорогое оборудование.

Модель главного корпуса представлена на рисунке 18.

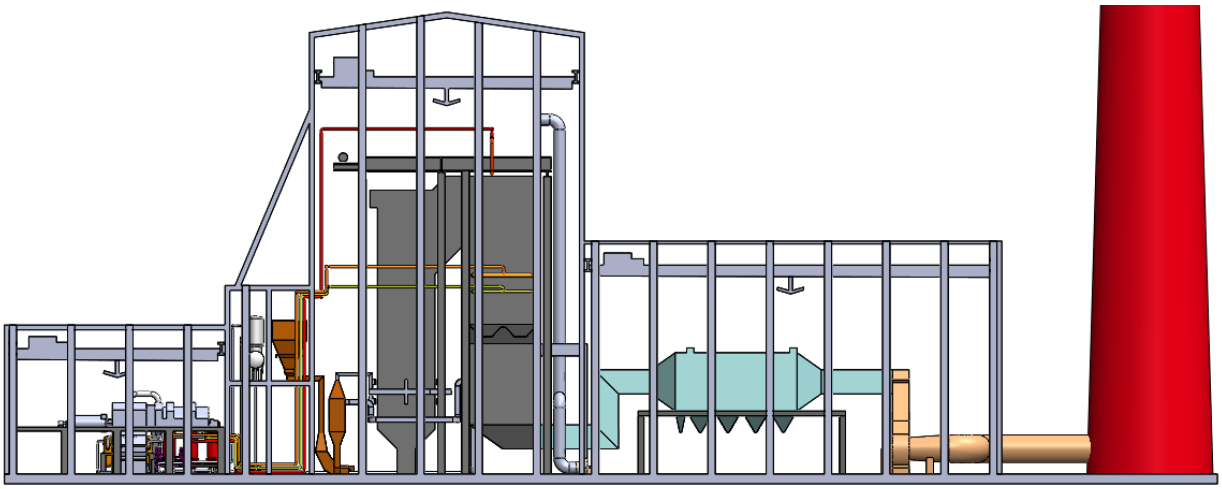


Рисунок 18 – Главный корпус

5 Расчет показателей экономической эффективности строительства нового блока

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой экономических показателей, которые отражают соотношение затрат и результатов, связанных с проектом, и позволяют судить об экономической привлекательности проекта для его участников, об экономических преимуществах одних проектов перед другими.

Показатели эффективности могут быть определены различными методами. Статические методы не учитывают изменения в движении капитала в течение времени реализации проекта, методы дисконтирования позволяют учитывать неодинаковую стоимость одних и тех же сумм доходов и платежей, относящихся к разным периодам реализации проекта.

Тариф на отпущенный МВт·ч с учётом планируемой рентабельности (40%), руб./МВт·ч.

$$\text{Т}_{\text{э}} = (1 + P) \cdot \text{U}. \quad (6.1)$$

Выручка от реализации электрической энергии от КЭС составит, млн руб:

$$\text{ВРП} = \text{Т}_{\text{э}} \cdot W_{\text{отп}}, \quad (6.2)$$

где $W_{\text{отп}}$ - годовой отпуск электрической энергии от КЭС, тыс. кВт·ч;

$\text{Т}_{\text{э}}$ - тариф на электрическую энергию.

Доход от основной деятельности, млн руб:

$$\text{Д}_{\text{осн}} = \text{ВРП} - U_{\text{э}} - \text{Н}_{\text{им}}, \quad (6.3)$$

где $U_{\text{э}}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии с КЭС.

$\text{Н}_{\text{им}}$ - налог на имущество по ставке 2,2% составит, млн руб:

$$\text{Н}_{\text{им}} = 2{,}2\% \cdot \Phi_{\text{ср}}, \quad (6.4)$$

где $\Phi_{\text{ср}}$ – среднегодовая стоимость ОПС, млн руб:

$$\Phi_{\text{ср}} = \frac{\Phi_{\text{н.г}} + \Phi_{\text{к.г}}}{2}, \quad (6.5)$$

где $\Phi_{\text{н.г.}}$ – стоимость ОПС на начало года, млн руб (в первом году приравнивается к капитальным вложениям КЭС, в последующих равна $\Phi_{\text{к.г.}}$ за предыдущий год).

$\Phi_{\text{к.г}}$ – стоимость ОПС на конец года, млн руб:

$$\Phi_{\text{к.г}} = \Phi_{\text{н.г.}} - \text{Н}_{\text{а}}, \quad (6.6)$$

где $\text{Н}_{\text{а}}$ – амортизация, млн руб.

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб:

$$Н_{пр} = Д_{осн} \cdot 0{,}2. \quad (6.7)$$

Чистая прибыль, млн руб.:

$$ЧДП_t = Д_{осн} - Н_{пр}. \quad (6.8)$$

Чистый денежный поток, млн руб:

$$ЧДП_t = ЧП_t + Н_а\ , \quad (6.9)$$

где $Н_а$ - амортизационные отчисления в год.

Чистый денежный поток нарастающим итогом:

$$ЧДПНИ_t = ЧДПНИ_{t-1} + ЧДП_t. \quad (6.10)$$

Дисконтированный денежный поток:

$$ДДП_t = \frac{ЧДП_t}{(1+r)^t}\ , \quad (6.11)$$

где r – норма дисконта для КЭС принимается равной $r = 10$ %.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом:

$$ДДПНИ_t = ДДПНИ_{t-1} + ДДП_t. \quad (6.12)$$

Расчёт показателей эффективности инвестиций сводится в таблицу 13.

Таблица 13- Расчёт показателей эффективности инвестиций

Показатели экономической эффективности строительства КЭС		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток по инвест. деят-ти кап. влож.	Квл	**-4861,12**										
Тариф на отпущенный МВт·ч, руб./МВт·ч	Тэ/э		1,4407	1,4407	1,4407	1,4407	1,4407	1,4407	1,4407	1,4407	1,4407	1,4407
ВПР, млн руб	ВРП э/э		2444,4	2444,4	2444,4	2444,4	2444,4	2444,4	2444,4	2444,4	2444,4	2444,4
Стоимость ОПС на н.г.	ОПСн.г.		4861,1	4535,4	4209,7	3884,0	3558,3	3232,6	2906,9	2581,3	2255,6	1929,9
Стоимость ОПС на к.г.	ОПСк.г.		4535,4	4209,7	3884,0	3558,3	3232,6	2906,9	2581,3	2255,6	1929,9	1604,2
Ф ср.год	Фср.г.		4698,3	4372,6	4046,9	3721,2	3395,5	3069,8	2744,1	2418,4	2092,7	1767,0
Налог на имущество	Ни		103,4	96,2	89,0	81,9	74,7	67,5	60,4	53,2	46,0	38,9
Амортизация, млн руб	Ua		325,7	325,7	325,7	325,7	325,7	325,7	325,7	325,7	325,7	325,7
Налогооблагающая прибыль	Д осн		595,0	602,2	609,4	616,5	623,7	630,9	638,0	645,2	652,4	659,5
Налог на прибыль по ставке 20%, млн руб	Нпр		119,0	120,4	121,9	123,3	124,7	126,2	127,6	129,0	130,5	131,9
Чистая прибыль, млн руб	ЧП		476,0	481,8	487,5	493,2	499,0	504,7	510,4	516,2	521,9	527,6
Денежный поток от основной деятельности, млн руб	ДП(осн)		801,7	807,5	813,2	818,9	824,7	830,4	836,1	841,9	847,6	853,3
Чистый денежный поток, млн руб	ЧДПt	-4861,12	801,7	807,5	813,2	818,9	824,7	**830,4**	836,1	841,8531542	847,6	853,3
Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн руб	ЧДПНИt	-4861,12	-4059	-3252	-2438,7	-1619,8	**-795,2**	35,2	871,3536959	1713,2	2560,8	3414,1
Дисконтированный денежный поток, млн руб	ДДПt	-4861,12	728,84	667,32	610,96	559,34	512,05	468,73	429,06	392,73	359,46	**328,99**
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн руб	ДДПНИt	-4861,12	-4132	-3465	-2854,0	-2294,7	-1782,6	-1313,9	-884,8	-492,1	**-132,6**	196,4

Чистый дисконтированный доход проекта NPV, млн руб:

$$NPV = \frac{\text{ЧДП}}{(1+r)^t} = 1467, \qquad (5.13)$$

где r – норма дисконта, равная 10%;
t – год.

Дисконтированный индекс доходности DPI:

$$DPI = \frac{NPV}{К_{вл}} + 1 = 1{,}3. \quad (5.14)$$

Простой срок окупаемости:

$$PP = 5 \text{ лет} + \left(\frac{795{,}2}{830{,}4}\right) = 5{,}96 \text{ лет}. \quad (5.15)$$

Дисконтированный срок окупаемости DPP:

$$DPP = 9 \text{ лет} + \left(\frac{132{,}6}{328{,}99}\right) = 9{,}4 \text{ лет}. \quad (5.16)$$

Для определения внутренней нормы доходности находим такую норму дисконта, при которой значение NPV проекта становится отрицательным (как можно ближе к нулевому значению). При дисконтной ставке r = 14,92%

Норма дисконта при дисконтной ставке 14,92%, млн руб:

$$NPV = 0{,}22. \quad (5.17)$$

Таким образом внутренняя норма доходности IRR составит:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \cdot (r_2 - r_1), \quad (5.18)$$

$$IRR = 0{,}1 + \frac{1467}{1467 - 0{,}22} \cdot (0{,}1492 - 0{,}1) = 14{,}92\%.$$

Определяем резерв безопасности по проекту: IRR-WACC, т.е. для нашего рассматриваемого проекта он составит 4,92% (14,92% – 10%). На основании расчетов строим финансовый профиль проекта (рисунок 19).

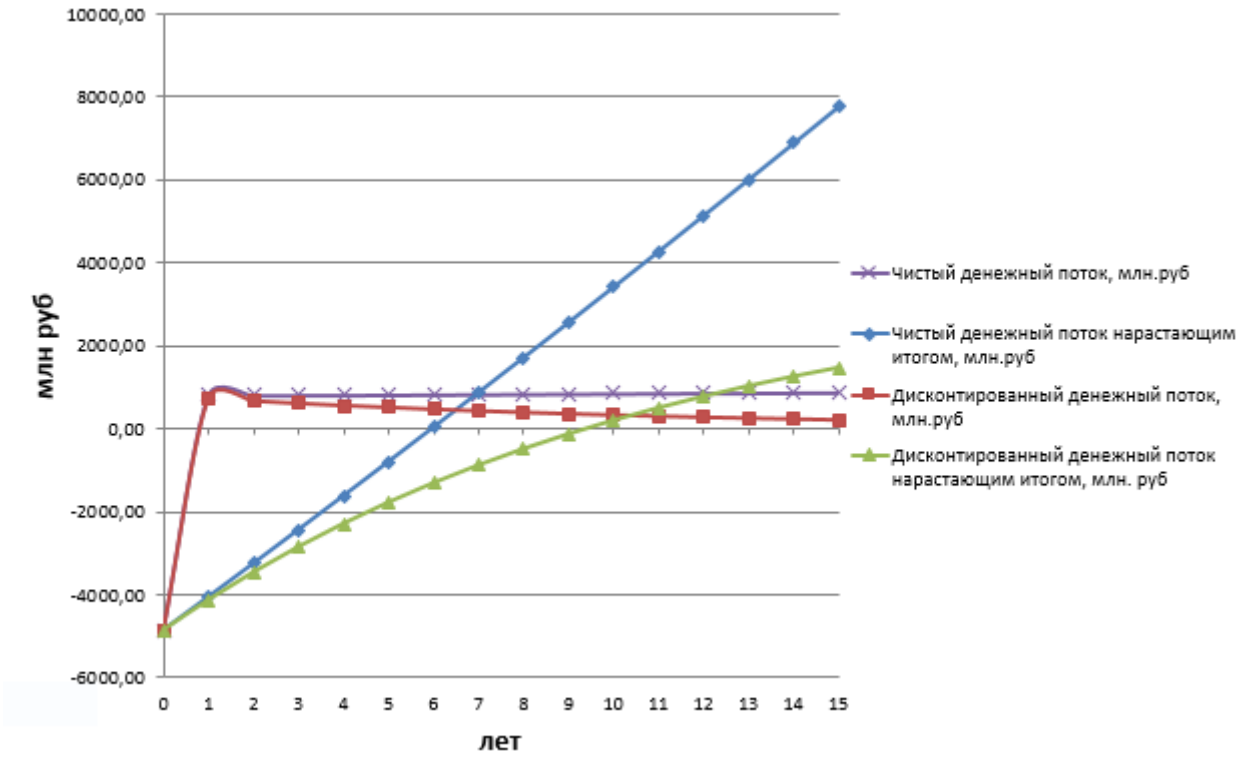


Рисунок 19 – График экономической эффективности КЭС

После определения критериев оценки эффективности проекта можно сделать следующие выводы: проект является эффективным, так как NPV = 1467, не является рисковым, так как резерв безопасности по проекту 4,92%, является доходным, так как DPI = 1,3, простой срок окупаемости составил 5,96 лет, дисконтированный – 9,4 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте рассматривалось расширение Харанорской ГРЭС с целью увеличения электрической мощности станции с помощью блока на 225 МВт.

В этой работе была обоснована актуальность, и проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование дипломного проекта расширения Харанорской ГРЭС.

Был проведен расчет принципиальной тепловой схемы турбины К-225-12.8 и расчет технико-экономических показателей блока, выбрано вспомогательное оборудование блока и оборудование топливоподачи.

Для устанавливаемого блока была разработана электрическая схема выдачи мощности.

Для данной работы были созданы 3D-модель генерального плана Харанорской ГРЭС, модель главного корпуса и многоконтурной эжекционной градирни.

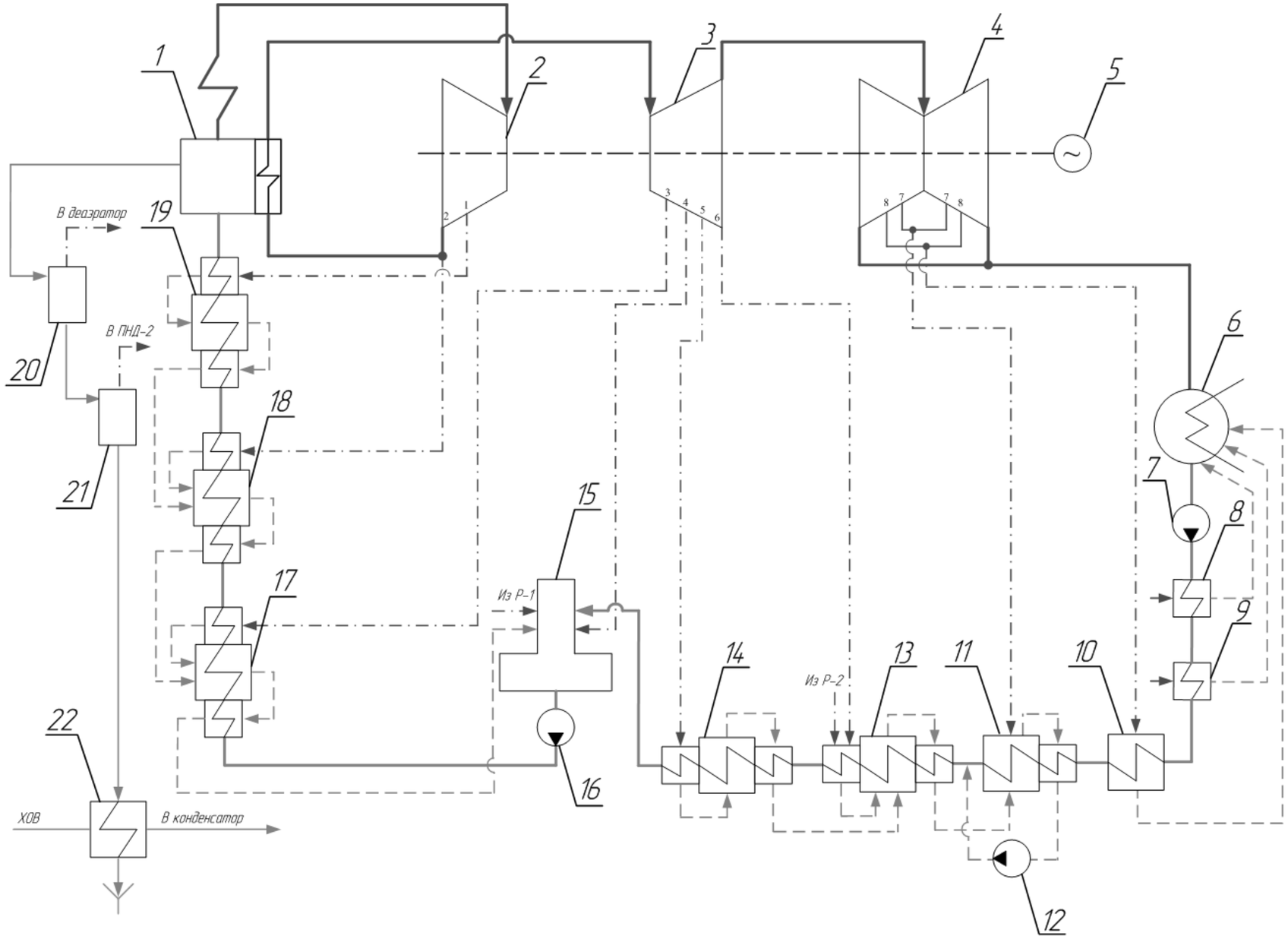
В пункте «охрана окружающей среды» были рассчитаны вредные выбросы ГРЭС и их приземные концентрации, а также был рассмотрен вопрос по расширению водоснабжения с использованием многоконтурной эжекционной градирни.

В экономической части был определен NPV, DPI и резерв безопасности по проекту, а также были рассчитаны простой и дисконтированный срок окупаемости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пономаренко, В.С. Водораспределительные устройства градирен. Водоснабжение и санитарная техника. М. : Стройиздат, 1996. С.4-6.
2. Заводов, Н.Н. Форсунка для эжекционных градирен нового поколения. М. : Вестник Новгородского государственного университета, 2003. 13с.
3. Горлачева, Е.П. Ихтиофауна водоемов-охладителей Забайкальского края : озеро Кенон и водоем-охладитель Харанорской ГРЭС. М. : Экосистемы, 2019. 119с.
4. Андрюк, А.А. Водоем-охладитель Харанорской ГРЭС и его жизнь. – Новосибирск. : Изд-во СО РАН, 2005. – 192с.
5. Цыганок, А.П. Проектирование тепловых электрических станций: методическое пособие/А.П. Цыганок – Красноярск, 2017. – 139 с.
6. Трухний, А.Д. Современная теплоэнергетика: учеб. / А.Д. Трухний, М.А. Изюмов, О.А. Поваров, С.П. Малышенко ; под ред. А.Д. Трухния – М. : Издательский дом МЭИ, 2016 – 512 с.
7. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. М. : Энергоатомиздат, 1987 – 328 с.
8. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции : учебное пособие / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
9. Бойко, Е.А. Котельные установки и парогенераторы (Тепловой расчет парового котла), учебное пособие / Е.А. Бойко, П.В. Шишмарев, Т.И. Охорзина. Красноярск : СФУ, 2008. – 125 с.
10. Бойко, Е.А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): справочное пособие для курсового и дипломного проектирования студентов специальностей 1005 – «Тепловые электрические станции», 1007 – «Промышленная теплоэнергетика» / сост. Е.А. Бойко, Т.И. Охорзина ; КГТУ. Красноярск, 2003. – 223 с.
11. Бойко, Е.А. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки), учебное пособие / Е.А. Бойко, И.С. Деринг, Т.И. Охорзина ; КГТУ. Красноярск, 2006. – 127 с.
12. Ривкин, С. Д. Теплофизические свойства воды и водяного пара : справочник / С.Д. Ривкин, А.А. Александров. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 79 с.
13. Росляков, П.В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учебное пособие, 2-е изд. испр. и доп. / П.В. Росляков. – М. : Издательство МЭИ, 2002. – 81 с.

БР-13.03.01 001 ГЧ



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Шкурат Д.О.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Т.контр.		Бойко Е.А.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 001 ГЧ

Принципиальная тепловая схема

Лит.	Масса	Масштаб
Лист	Листов 1	

ТЭС

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования". Россия. Все права защищены

Не для коммерческого использования

Копировал

Формат А3

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
			БР-13.03.01 001 ГЧ	Принципиальная тепловая схема		
				Оборудование		
		1		Паровой котел	1	
		2		Цилиндр высокого давления	1	
		3		Цилиндр среднего давления	1	
		4		Цилиндр низкого давления	1	
		5		Генератор	1	
		6		Конденсатор	1	
		7		Конденсатный насос	3	
		8		Охладитель паровых эжекторов	1	
		9		Охладитель уплотнений	1	
		10		Подогреватель низкого давления - 1	1	
		11		Подогреватель низкого давления - 2	1	
		12		Дренажный насос	1	
		13		Подогреватель низкого давления - 3	1	
		14		Подогреватель низкого давления - 4	1	
		15		Деаэратор	1	
		16		Питательный насос	1	
		17		Подогреватель высокого давления - 1	1	
		18		Подогреватель высокого давления - 2	1	
		19		Подогреватель высокого давления - 3	1	
		20		Расширитель непрерывной продувки - 1	1	
		21		Расширитель непрерывной продувки - 2	1	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Шкурат Д.О.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 001 ГЧ

Принципиальная тепловая схема

Лит.	Лист	Листов
	1	2

ТЭС

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
		22		Подогреватель химически очищенной воды	1	

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

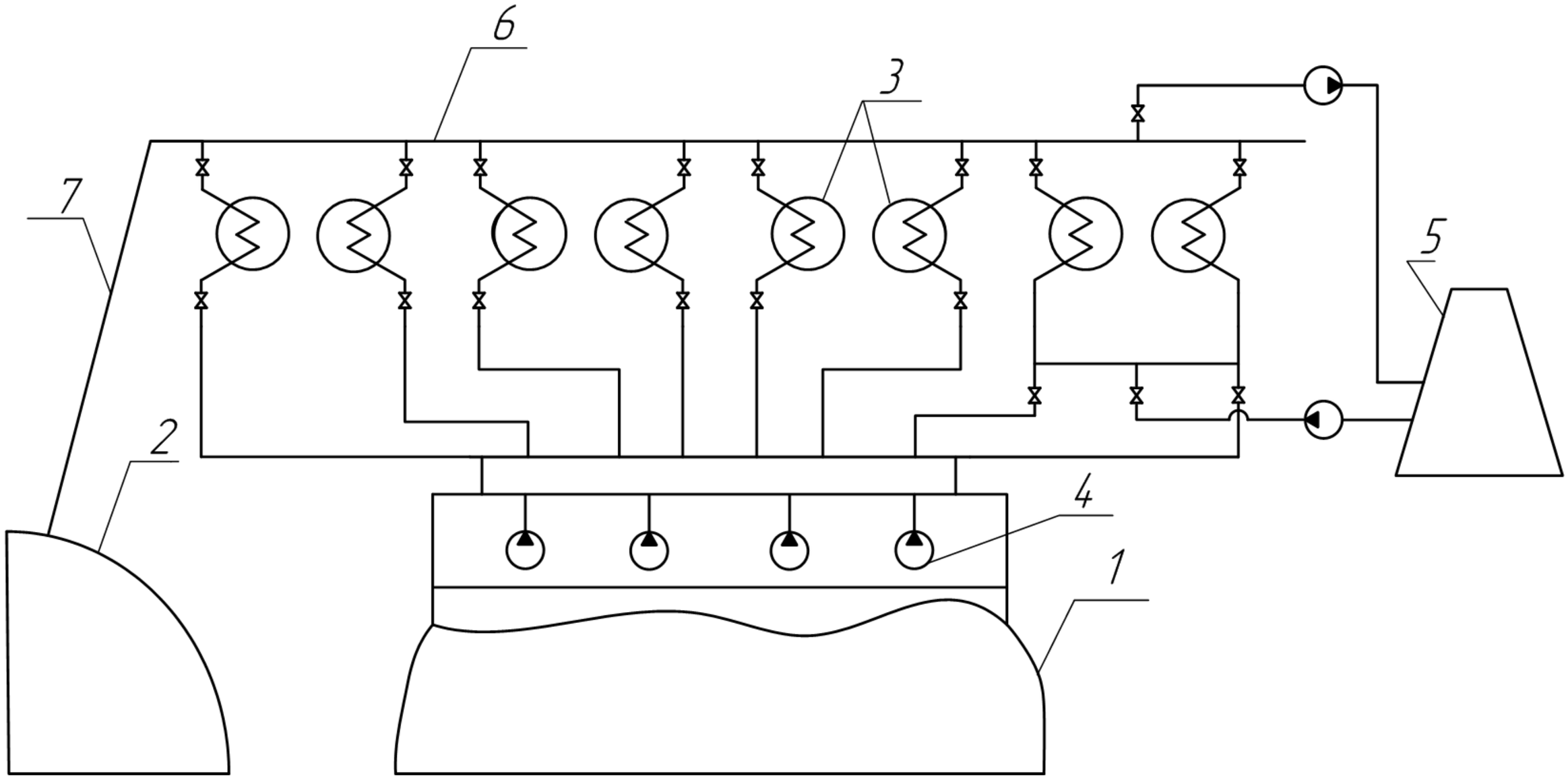
Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

БР–13.03.01 001 ГЧ

Лист 2

БР-13.03.01 002 ГЧ



					БР-13.03.01 002 ГЧ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема водоснабжения	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Шкурат Д.О.						
Пров.		Криворучко В.В.				Лист	Листов 1
Т.контр.		Бойко Е.А.					
						ТЭС	
Н.контр.		Шишмарев П.В.					
Утв.		Бойко Е.А.					

Перв. примен. | Справ. № | Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены

Не для коммерческого использования

Копировал

Формат А3

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
			БР-13.03.01 002 ГЧ	Схема водоснабжения		
				Оборудование		
		1		Водозаборный канал	1	
		2		Струераспределительное сооружение	1	
		3		Конденсатор	4	
		4		Циркуляционный насос	6	
		5		Эжекционная многоконтурная градирня	1	
		6		Отводящий водовод	1	
		7		Водосбросной канал	1	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Шкурат Д.О.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 002 ГЧ

Схема водоснабжения

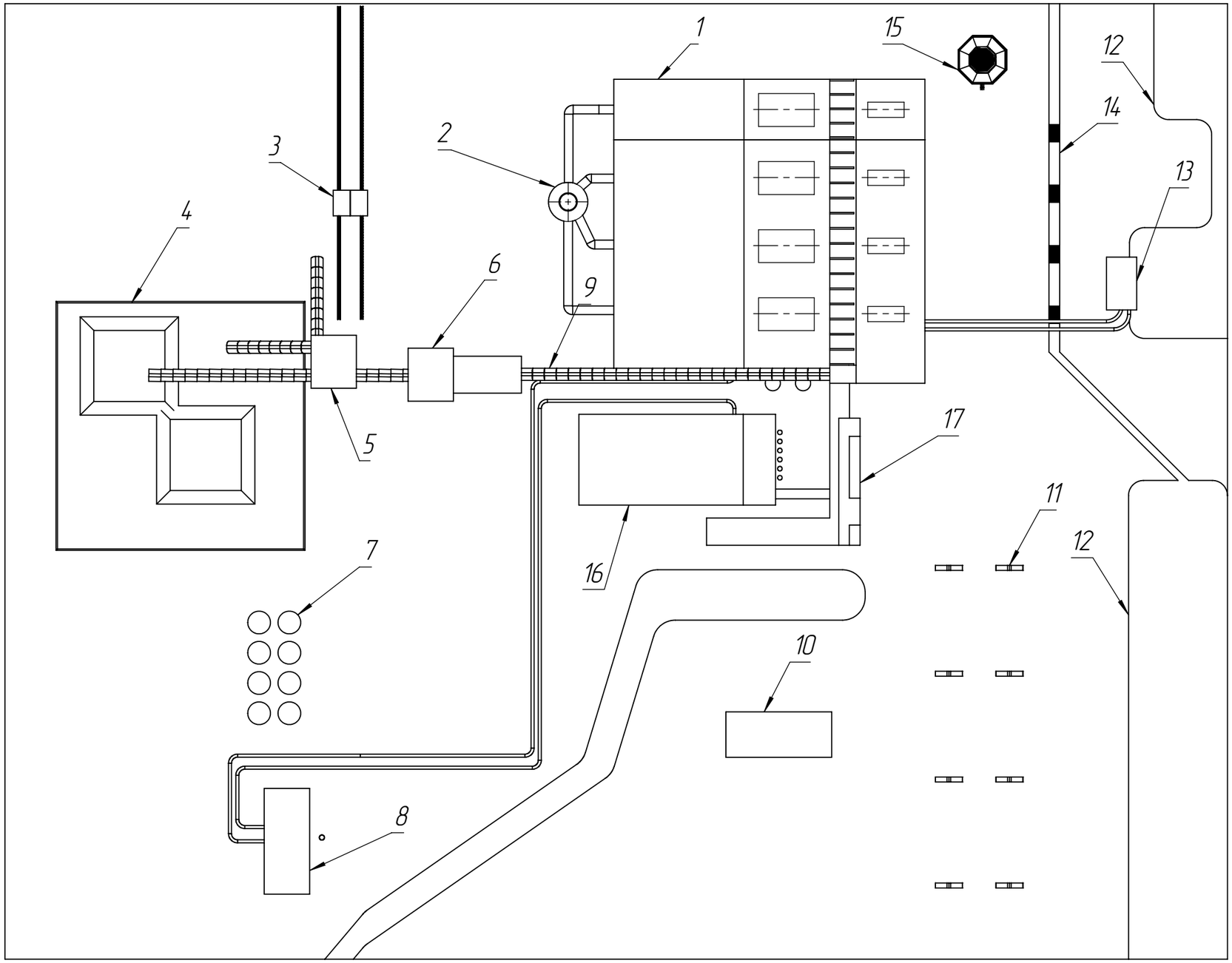
Лит.	Лист	Листов
		1

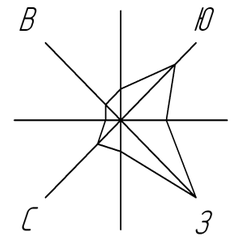
ТЭС

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Не для коммерческого использования Копировал Формат А4

БР-13.03.01 003 ГЧ





					БР-13.03.01 003 ГЧ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Генеральный план станции	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Шкурат Д.О.						1:2000
Пров.		Криворучко В.В.				Лист 1	Листов 1	
Т. контр.		Бойко Е.А.						
Н. контр.		Шишмарев П.В.				ТЭС		
Утв.		Бойко Е.А.						

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Копировал

Формат А3

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
			БР-13.03.01 003 ГЧ	Генеральный план станции		
				Здания и сооружения		
		1		Главный корпус	1	
		2		Дымовая труба	1	
		3		Вагоноопрокидыватель	2	
		4		Угольный склад	1	
		5		Дробильный корпус грубого дробления	1	
		6		Дробильный корпус тонкого дробления	1	
		7		Мазутное хозяйство	1	
		8		Пуско-отопительная котельная	1	
		9		Галерея топливоподачи	1	
		10		Распределительное устройство	1	
		11		ЛЭП	8	
		12		Пруд-охладитель	1	
		13		Насосная станция	1	
		14		Водосбросной канал	1	
		15		Градирня	1	
		16		Цех химводоподготовки	1	
		17		Административный корпус	1	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Шкурат Д.О.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 003 ГЧ

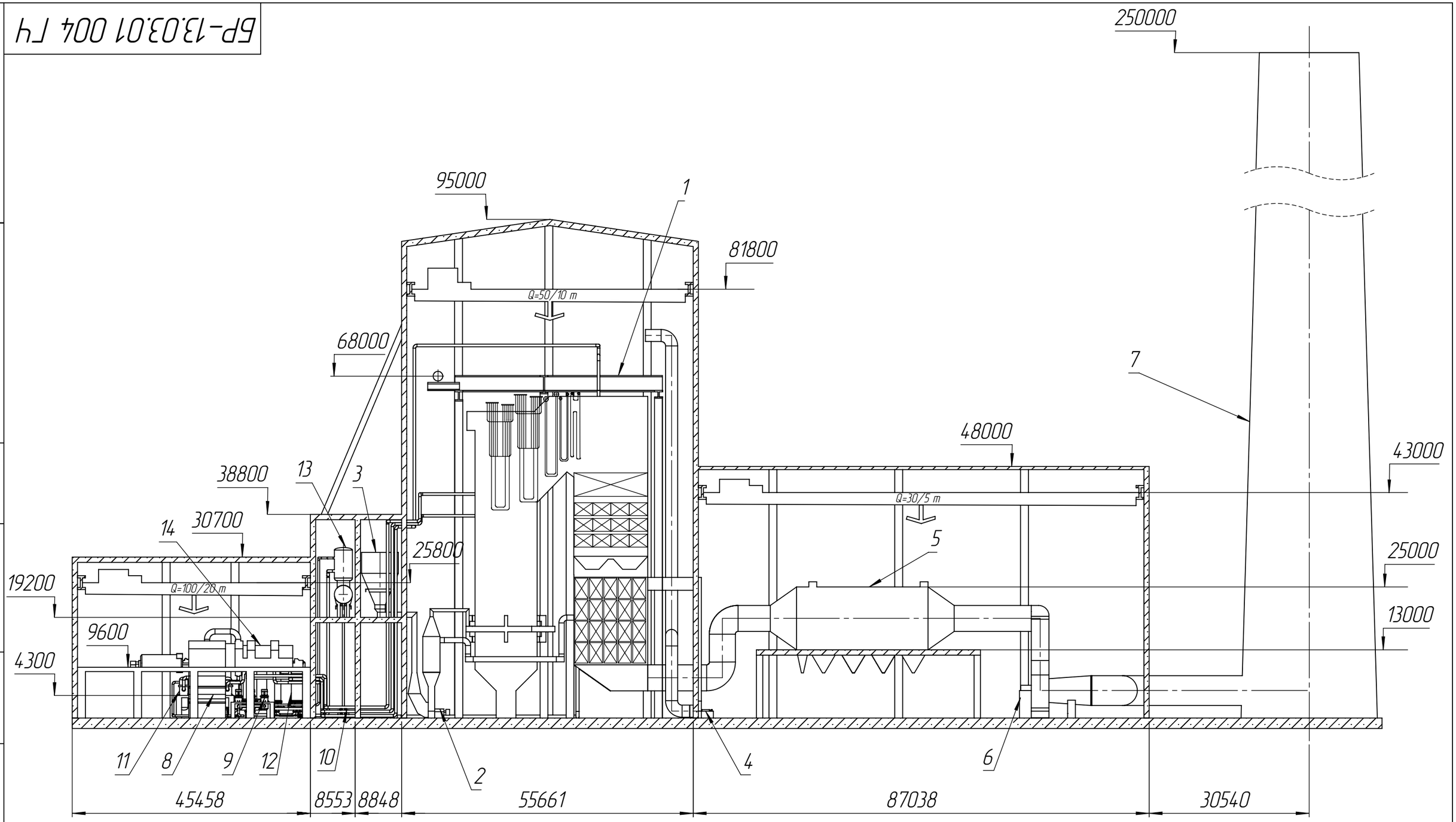
Генеральный план станции

Лит.	Лист	Листов
		1

ТЭС

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены

БР-13.03.01 004 ГЧ



					БР-13.03.01 004 ГЧ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Поперечный разрез главного корпуса	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Шкурат Д.О.						1:800
Пров.		Криворучко В.В.				Лист 1	Листов 1	
Т. контр.		Бойко Е.А.						
						ТЭС		
Н. контр.		Шишмарев П.В.						
Утв.		Бойко Е.А.						

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Копировал

Формат А3

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
			БР-13.03.01 004 ГЧ	Поперечный разрез главного корпуса		
				Оборудование		
		1		Паровой котел	1	
		2		Мельница	4	
		3		Бункер сырого угля	4	
		4		Дутьевой вентилятор	2	
		5		Электрофильтр	1	
		6		Дымосос	2	
		7		Дымовая труба	1	
		8		Конденсатор турбины	1	
		9		Конденсатный насос	3	
		10		Питательный насос	1	
		11		Подогреватель низкого давления	4	
		12		Подогреватель высокого давления	3	
		13		Деаэратор	1	
		14		Паровая турбина	1	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Шкурат Д.О.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 004 ГЧ

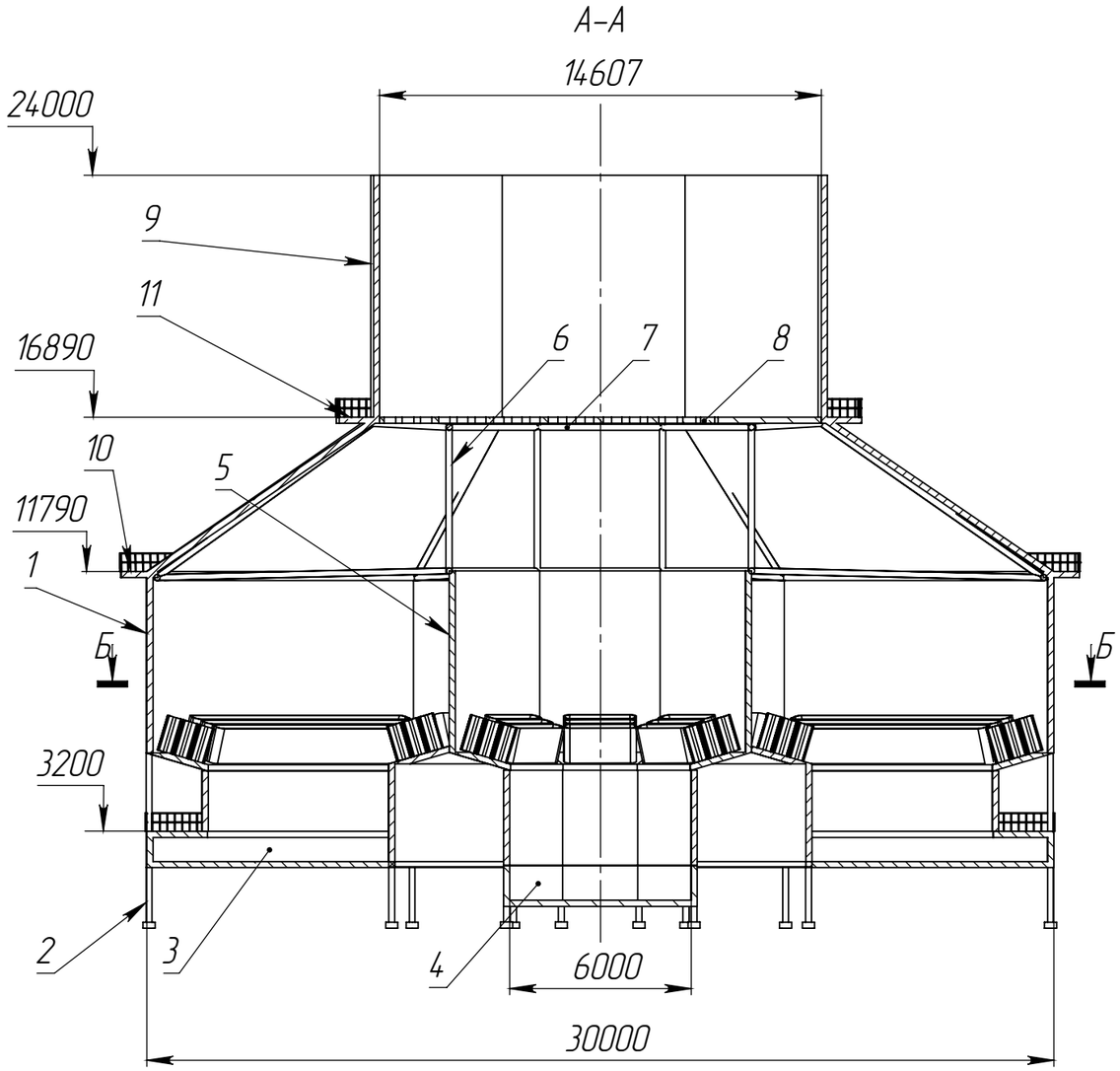
Поперечный разрез главного корпуса

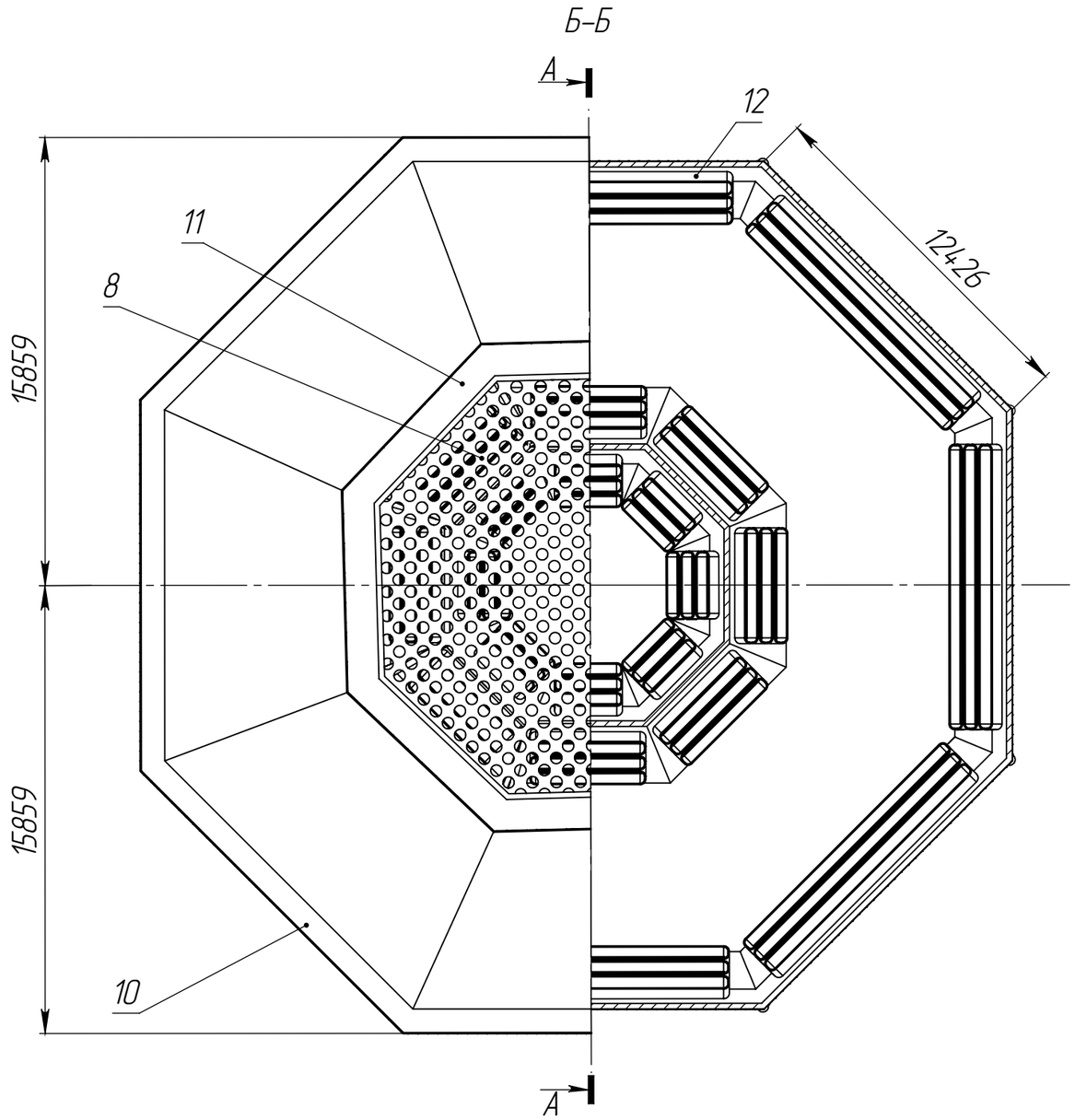
Лит.	Лист	Листов
		1

ТЭС

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

БР-13.03.01 005 ГЧ





					БР-13.03.01 005 ГЧ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Многоконтурная эжекционная градирня	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Шкурат Д.О.						1:200
Пров.		Криворучко В.В.						
Т. контр.		Бойко Е.А.				Лист 1	Листов 1	
						ТЭС		
Н. контр.		Шишмарев П.В.						
Утв.		Бойко Е.А.						

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Копировал

Формат А3

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
				Документация		
			БР-13.03.01 003 ГЧ	Генеральный план станции		
				Оборудование		
		1		Корпус	1	
		2		Опоры	24	
		3		Водосборный бассейн	1	
		4		Приемная камера	1	
		5		Разделительные перегородки	8	
		6		Стойки каркаса	8	
		7		Опорная рама	1	
		8		Каплеуловитель	1	
		9		Выхлопной канал	1	
		10		Трап наружный	1	
		11		Трап наружный у выхлопного канала	8	
		12		Эжекционные каналы	72	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Шкурат Д.О.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 005 ГЧ

Многоконтурная эжекционная градирня

Лит.	Лист	Листов
		1

ТЭС

КОМПАС-3D v19 Учебная версия © 2021 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Бойко Е.А.
подпись фамилия, инициалы

«25» 06 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код-наименование направления

Проект расширения Харанорской ГРЭС
тема

Руководитель 25.06.2021 ст. преподаватель Криворучко В.В.
подпись, дата должность, ученая степень фамилия, инициалы

Выпускник 25.06.2021 Шкурат Д.О.
подпись, дата фамилия, инициалы

Тех. контроль 25.06.21 Бойко Е.А.
подпись, дата фамилия, инициалы

Нормоконтролер 25.06.21 Шишмарев П.В.
подпись, дата фамилия, инициалы

Красноярск 2021