

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

Политехнический институт
институт
Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3. Часть 1.

тема

<u>Руководитель</u>	<u>Доцент, к.т.н</u> должность, ученая степень	_____ подпись, дата	<u>С.В. Пачковский</u> инициалы, фамилия
<u>Выпускник</u>		_____ подпись, дата	<u>К.А. Пиксайкин</u> инициалы, фамилия
<u>Тех. контроль</u>		_____ подпись, дата	<u>С.А. Михайленко</u> инициалы, фамилия
<u>Нормоконтролер</u>		_____ подпись, дата	<u>П.В. Шишмарев</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Пиксайкину Константину Александровичу
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ15–01Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3. Часть 1.

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г

Руководитель ВКР С.В. Пачковский, доцент, к.т.н, кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР г. Красноярск ТЭЦ-3 электрическая мощность 2200 МВт, тепловая нагрузка- 3620 Гкал, топливо-бурый уголь

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная часть.

Перечень графического материала:

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Т-250/305-240-Д

Лист 2. Генеральный план

Лист 3. Разрез главного корпуса

Лист 4. Разрез турбины Т-250/305-240-Д

Лист 5. Обвязка по сетевой воде ТЭЦ-3

Руководитель ВКР

подпись

С.В. Пачковский

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

К.А. Пиксайкин

инициалы и фамилия

«_» июня 2019 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3» содержит 60 страницы текстового документа, 13 использованных источников, 5 листов графической части.

Ключевые слова: ТУРБОАГРЕГАТ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, УХОДЯЩИЕ ДЫМОВЫЕ ГАЗЫ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

Объект выпускной квалификационной работы: восемь турбоагрегатов Т-250/305-240-Д и восемь котлоагрегатов Пп-1000-25-545/542-БТ.

Цель работы:

- **снижение выбросов вредных веществ в г. Красноярск;**
- **замещение тепловой и электрической мощность от ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.**

В процессе работы было приведено экономическое обоснование строительства станции; произведены расчет тепловой схемы и технико-экономических показателей станции; выбрано вспомогательное оборудование; рассчитаны выбросы вредных веществ в окружающую среду; разработаны генеральный план и компоновка главного корпуса.

В заключении представлены выводы о проделанной работе.

Также результаты работы представлены с помощью пояснительного текста, рисунков, таблиц и чертежей.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	Ошибка! Закладка не определена.
1 Экономическая часть	Ошибка! Закладка не определена.
1.1 Обоснование состава основного оборудования.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.2 Расчёт капитальных вложений	Ошибка! Закладка не определена.
1.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.1 Расчёт затрат на топливо	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.2 Расходы на оплату труда.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.3 Амортизационные отчисления	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.5 Прочие расходы	Ошибка! Закладка не определена.
1.4 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений.....	Ошибка! Закладка не определена.
2 Расчетная часть.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1 Расчет тепловой схемы.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.4 Определение параметров по элементам схемы.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.6 Баланс пара и конденсата.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.7 Расчёт регенеративной схемы (ПВД).....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.8 Расчёт деаэратора	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.9 Расчёт регенеративной схемы (ПНД).....	Ошибка! Закладка не определена.
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.3 Выбор вспомогательного оборудования.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.4 Выбор системы водоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
2.5 Определение производительности цеха топливоподачи.....	Ошибка! Закладка не определена.
3 Охрана окружающей среды	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 Золоулавливание	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Золоудаление	Ошибка! Закладка не определена.
3.3 Расчет вредных выбросов	Ошибка! Закладка не определена.
3.4 Расчет дымовой трубы.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.5 Водопотребление станции	Ошибка! Закладка не определена.

4	Пропускная способность трубопроводов теплофикационных установок блоков Т-250/305-240-Д.....	Ошибка! Закладка не определена.
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОНИКОВ.....	Ошибка! Закладка не определена.

ВВЕДЕНИЕ

Последние годы характеризуются ужесточением экологической безопасности. Выбросы вредных веществ с тепловых электрических станций вносят свой вклад в экологическую обстановку в г. Красноярске. ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 территориально располагаются внутри города, что приводит к выбросам твёрдых частиц золы, оксидов серы, оксидов азота, диоксида углерода на жилые районы города.

Значительный возраст ТЭЦ-1 (год ввода в эксплуатацию – 1943 г.), высокий физический и моральный износ основного и вспомогательного оборудования, непривлекательные технико-экономические и экологические показатели работы электростанции предопределили повышенное внимание со стороны собственника актива и органов государственной власти.

При внеочередных проверках соблюдения требований экологического законодательства Красноярскую ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 не однократно оштрафовывали за превышение предельно допустимых норм на выброс загрязняющих веществ.

Красноярская ТЭЦ-3 - самая современная электростанция города Красноярска и является одним из базовых источников комбинированной выработки теплоты и электроэнергии.

Согласно разрабатываемой схемы теплоснабжения, предлагается вывести из эксплуатации ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, что в свою очередь обуславливает перевод вырабатываемой ими тепловой энергии на ТЭЦ-3.

Монтирование на станции восьми энергоблоков с турбинами Т-250/305-240-Д со сверхкритическими параметрами рабочего тела и промежуточным перегревом пара и котлов Пп-1000-25-545/542-БТ (П-64-3) позволит покрыть тепловую мощность станций ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 в горячей воде только за счет отопительных отборов турбины.

1 Экономическая часть

1.1 Обоснование состава основного оборудования

Поднятие начальных параметров рабочего тела - один из очень эффективных методов увеличения экономичной работы ТЭС. При этом существенно уменьшаются удельные расходы теплоты, особенно при синхронном увеличении давления и температуры, хотя темпы этого снижения по мере роста параметров рабочего тела, замедляются.

При этом поднятие параметров приводит к осложнению элементов конструкции оборудования и увеличению требований к конструкционным материалам, что сказывается на повышении начальных капиталовложений.

Вышеперечисленное нужно учитывать при технико-экономических расчетах проекта. Чем выше стоимость угля и выше число часов применения установленной мощности, тем экономически разумнее повышение начальных параметров рабочего тела.

Устанавливаем восемь турбин Т-250/305-240-Д со сверхкритическими параметрами рабочего тела и промежуточным перегревом, и восемь котлоагрегатов Пп-1000-25-545/542-БТ.

В таблице 1 представлены начальные данные для расчёта экономического эффекта рассчитываемой ТЭЦ.

Таблица 1 – Начальные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	Восточная Сибирь
Вид топлива	Бурый уголь
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	3439
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	5760
Электрическая нагрузка потребителей, МВт	2000
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	7100
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	7100
Производительность энергетического котла, т/час	1000
Коэффициент полезного действия котла, %	91
Число часов работы турбин, час/год	7200

1.2 Расчёт капитальных вложений

Капитальные вложение в ТЭС, млн руб.:

$$K = (K_T + K_{II} + K_N) \cdot k_k \cdot K_{уд} \quad (1)$$

где K_T - затраты в узел турбоустановки, (входит стоимость именно турбины, генератора и взаимодействующего с ними вспомогательного оборудования, цена машинного отделения, оборудования технического водоснабжения, химической очистки воды и распределительного устройства);

K_{II} - затраты в узел парогенератора (входит стоимость котельного агрегата, взаимодействующего оборудования, тягодутьевых устройств, пылеприготовления, золоудаления и золоулавливания, цена сооружения котельной, деаэрационной, бункерной, дымовых труб, топливного склада, внешнего гидрозолоудаления);

K_N – совокупные капитальные вложения, связанные с мощностью станции (входит коммуникации, подсобных и обслуживаемых объектов, проектно-испытательных работ и др.);

k_k – индекс, учитывающий географическое размещения станции;

$K_{уд}$ – индекс удорожания, принимаем 118.

$$K = (229,44 + 168 + 224) \cdot 1,2 \cdot 118 = 87995,904$$

1.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Эксплуатационные затраты в проектировочных технико-экономических расчётах, объединяются в укрупнённые статьи калькуляции, млн руб./год:

$$U_{э} = Z_{топ} + U_{зп} + U_a + U_{тр} + U_{пр}, \quad (2)$$

где $Z_{топ}$ – затраты на топливо;

$U_{зп}$ – затраты на заработную плату сотрудникам;

U_a – амортизация основных технологических средств;

$U_{тр}$ – затраты на ремонт базовых средств;

$U_{пр}$ – прочие расходы.

1.3.1 Расчёт затрат на топливо

Удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии составляет: 0,223 кг/(кВт·ч), на выработку тепловой энергии 38,239 кг/ГДж.

Выработка электроэнергии на ТЭС, тыс. МВт·ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст} \quad (3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность тепловой станции, МВт;
 $T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

$$W = 2000 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 14200$$

Годовое производство тепловой энергии по горячей воде, тыс. Гкал:

$$Q_{ГВ} = N_{ГВ} \cdot T \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

где $N_{ГВ}$ – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час;
 $T_{ГВ}$ – число часов использования максимальной тепловой нагрузки, час/год.

$$Q_{ГВ} = 3439 \cdot 5760 \cdot 10^{-3} = 19810.$$

Топливная составляющая затрат:

$$Z_{топ} = V_{год} \cdot \zeta_{топ} \quad (5)$$

где $V_{год}$ – годовой расход топлива, тыс. т у.т./год;
 $\zeta_{топ}$ = 1,68 тыс. руб./т у.т.

Расход топлива на станции суммируется из его расхода на выработку тепловой энергии в горячей воде и на выработку электроэнергии, тыс. т у.т.:

$$V_{ТЭЦ} = V_{ГВ} + V_{эл} \quad (6)$$

где $V_{ГВ}$ – потребление топлива на выработку тепловой энергии в горячей воде, тыс. т у.т.;
 $V_{эл}$ – потребление топлива на выработку электрической энергии, тыс. т у.т.;

Полное потребление топлива на выработку электроэнергии, тыс. т у.т./год:

$$V_{эл} = b_э \cdot W = 0,223 \cdot 14200 = 3167 \quad (7)$$

Полное потребление топлива на выработку тепловой энергии, тыс. т у.т./год,

$$V_{ГВ} = b_т \cdot Q_{ГВ} = 243 \cdot 1719,75 \cdot 4,187 \cdot 10^{-6} = 5599 \quad (8)$$

Находим расход топлива на производство тепловой и электрической энергии, тыс. т у.т.,

$$V_{ТЭЦ} = 3167 + 5599 = 8766$$

Топливная составляющая затрат, млн руб.,

$$Z_{\text{топ}} = 8766 \cdot 1,68 = 14726$$

1.3.2 Расходы на оплату труда

Для расчётов заработной платы работников по станции используют данную формулу, млн руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6} \quad (9)$$

где n_y – штатный коэффициент, по таблице;

$\Phi_{\text{зп}}$ – средняя заработная плата одного работника за год.

$$U_{\text{зп}} = 2000 \cdot 1,2 \cdot 525000 \cdot 10^{-6} = 1260$$

1.3.3 Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$U_a = K \cdot N_a \quad (10)$$

где N_a – средняя норма амортизации станции;

$$U_a = 87995 \cdot \frac{5}{100} = 4400$$

1.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн руб./год:

$$U_{\text{тр}} = U_a \cdot N_{\text{тр}} \quad (11)$$

где $N_{\text{тр}}$ – норма удержаний на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС.

$$U_{\text{тр}} = 4400 \cdot 0,25 = 1100$$

1.3.5 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные затраты;
- затраты по охране труда и ТБ;
- налоги и денежные сборы;
- и др.

Эта величина равняется 30 % от общих затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых вкладов во внебюджетные фонды, млн руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (U_a + U_{\text{пр}} + U_{\text{зп}}) \quad (12)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (4400 + 1100 + 1260) = 2028$$

Эксплуатационные расходы равняются, млн руб./год:

$$U_{\text{э}} = 14726 + 1260 + 4400 + 1100 + 2028 = 23514$$

1.4 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

Годовой отпуск электрической энергии с шин станции, тыс. МВт ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \quad (13)$$

где W – выработанная электроэнергия на ТЭЦ, тыс. МВт ч;
 $a_{\text{сн}}$ – индекс использования электроэнергии на личные нужды станции.

$$W_{\text{отп}} = 14200 \cdot (1 - 0,05) = 13490$$

Для вычисления себестоимости единицы тепловой и электрической энергии разделим эксплуатационные затраты по цехам разрабатываемой станции из расчёта, что:

- затраты на топливо целиком забирает ТТЦ и КЦ;
- амортизационные отчисления разделяются таким образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные затраты – 5%;
- затраты на оплату труда сотрудникам делятся таким образом: ТТЦ и КЦ – 40%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 30%;
- расходы по ремонтным работам делятся таким образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;
- затраты на прочие расходы целиком входят в общестанционные расходы.

-затраты по каждой фазе делятся на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.

Определим затраты ТТЦ на выработку э/э, млн руб.:

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{ТТЦ}}^0 \frac{B_{\text{э}}}{(B_{\text{э}} + B_{\text{т}})} \quad (14)$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 18805 \cdot \frac{3167}{3167 + 5599} = 6793,9$$

Определим затраты ТТЦ на выработку т/э, млн руб.:

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{Т/э}} = Z_{\text{ТТЦ}}^0 - Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} \quad (15)$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{Т/э}} = 18805 - 6793,9 = 12011,1$$

- Общестанционные затраты на два вида энергии делятся пропорционально затратам по двум предыдущим стадиям, млн руб.

Определим общестанционные расходы на выработку э/э, млн руб.:

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{общ}}^0 \frac{Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + Z_{\text{ТЦ}}^{\text{э/э}}}{Z_{\text{ТТЦ}}^0 + Z_{\text{ТЦ}}^0} \quad (16)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 2681 \cdot \frac{6793,9 + 2037}{18805 + 2037} = 1135,9$$

Определим общестанционные затраты на выработку т/э, млн руб.:

$$Z_{\text{общ}}^{\text{Т/э}} = Z_{\text{общ}}^0 - Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} \quad (17)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{Т/э}} = 2681 - 1135,9 = 1545,1$$

Расчет себестоимости электроэнергии руб/кВт·ч:

$$S_{\text{э}} = \frac{Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{W_{\text{отп}}} \quad (18)$$

$$S_{\text{э}} = \frac{9966,8}{13490} = 0,738$$

Расчет себестоимости тепловой энергии руб/Гкал

$$S_{\text{т}} = \frac{Z_{\text{общ}}^{\text{Т/э}}}{Q_{\text{ГВ,год}}} \quad (19)$$

$$S_{\text{т}} = \frac{13556,2}{22580} = 600$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 2.

Таблица 2 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии

Стадия производства	Элементы затрат, млн руб.					Всего затрат, млн руб.	В том числе, млн руб.	
	Ут	Уам	Узп	Утр	Упр		э/э	т/э
ТТЦ и КЦ	14726	2860	504	715		18805	6793,9	12011,1

Машинный зал, ЭЦ		1320	378	330		2037	2037	
Общестанционные расходы		220	378	55	2028	2681	1135,9	1545,1
Всего по ТЭЦ	14726	4400	1260	1100	2028	23514	9966,8	13556,2

Продолжение таблицы 2

Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч	0,738
Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал	600

1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка событий по возведению ТЭС предполагает расчёт коммерческой результативности инвестиций, направляемых на данные задачи.

Денежный поток на начало первого года, млн руб./год:

$$D_{н.г.} = -K \quad (20)$$

где K – капитальные вложения в ТЭС, млн руб./год.

$$D_{н.г.} = -87995,904$$

Выручка от реализации тепловой и электрической энергии от ТЭС составит, млн. руб.:

$$ВРП = T_э \cdot W_{отп} + T_т \cdot Q_{отп} \quad (21)$$

где $T_э$ – тариф на э/э, руб./ кВт·ч;

$T_т$ – тариф на т/э, руб./ Гкал;

$$ВРП = 2,5 \cdot 13490 + 1599 \cdot 22580 = 36139145$$

Полная себестоимость производства и отпуска тепловой и электрической энергии с ТЭЦ, млн. руб.:

$$C_{полн} = U_{отп}^{ээ} \cdot W_{отп} + U_{отп}^{тэ} \cdot Q_{отп} \quad (22)$$

$$C_{полн} = 0,738 \cdot 13490 + 600 \cdot 22580 = 13557955$$

Доход от основной деятельности равен, млн. руб.:

$$D_{осн} = ВРП - C_{полн} \quad (23)$$

$$D_{осн} = 36139145 - 13557955 = 22581190$$

Налог на прибыль равен, млн руб./год:

$$N_{\text{пр}} = 20\% \cdot D_{\text{осн}} \quad (24)$$

$$N_{\text{пр}} = 0,2 \cdot 22581190 = 4516238$$

Чистая прибыль равна, млн руб./год:

$$\text{ЧП}_{(t)} = D_{\text{осн}(t)} - N_{\text{пр}(t)}. \quad (25)$$

Чистый денежный поток будет равен, млн руб./год:

$$\text{ЧДП}_{(t)} = \text{ЧП}_{(t)} + U_a \quad (26)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом равен, млн руб./год:

$$\text{ЧДПНИ}_{(t)} = \text{ЧДПНИ}_{(t-1)} + \text{ЧДП}_{(t)}, \quad (27)$$

В нулевой год принимается равным отрицательным капитальным затратам.

Дисконтированный денежный поток равен, млн руб./год:

$$\text{ДДП}_{(t)} = \frac{\text{ЧДП}_{(t)}}{(1+r)^{t'}} \quad (28)$$

где r – норма дисконта, принимается равной 14%.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн руб./год:

$$\text{ДДПНИ}_{(t)} = \text{ДДПНИ}_{(t-1)} + \text{ДДП}_{(t)}. \quad (29)$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект ТЭЦ 2000 МВт сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	Расчетный период, лет											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Денежный поток от инвестиционной деятельности, K	-87995904											
Выручка от реализации продукции, ВРП		36139145	36139145	36139145	36139145	36139145	36139145	36139145	36139145	36139145	36139145	36139145
Полная себестоимость, $C_{\text{пол}}$		13557955	13557955	13557955	13557955	13557955	13557955	13557955	13557955	13557955	13557955	13557955

Доход от основной деятельности, $D_{осн.}$		22581190	225811903	22581190	22581190	22581190	22581190	22581190	22581190	22581190	22581190
Амортизационные отчисления, $U_{ам}$		4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400	4400

Продолжение таблицы 3

Налог на прибыль, $H_{пр}$		4516238	4516238	4516238	4516238	4516238	4516238	4516238	4516238	4516238	4516238
Доход от основной деятельности, D		932,29	932,29	932,29	932,29	932,29	932,29	932,29	932,29	932,29	932,29
Чистая прибыль, ЧП		18064952	18064952	18064952	18064952	18064952	18064952	18064952	18064952	18064952	18064952
Чистый денежный поток, ЧДП		18069352	18069352	18069352	18069352	18069352	18069352	18069352	18069352	18069352	18069352
Чистый денежный поток нарастающим итогом, ЧДПНИ	-87995904	-69926552	-51857200	-33787848	-15718496	2350856	20420208	38489560	56558912	74628264	1116763191
Дисконтированный денежный поток, ДДП	-87995904	15850308	13903779	12196297	10698506	9384655	8232153	7221187	6334374	5556469	22969065
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, ДДПНИ	-87995904	-72145595	-58241815	-46045517	-35347010	-25962355	-17730201	-10509014	-4174639	1381829	299360859

Проектируемая ТЭЦ мощностью 2000 МВт, с основным оборудованием, в которое входит турбины Т-250/305-240-Д и котлы Пп-1000-25-545/542-БТ, окупится на девятый год работы станции. ЧДД нарастающим итогом проектируемой станции на десятый год работы составит 229 млн руб.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет тепловой схемы

2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Основополагающая тепловая схема с тепловой турбиной Т-250/305-240-Д продемонстрирована на рисунке 1. По тепловой схеме видно, что отпуск тепла производится из трёх теплофикационных отборов, давление рабочего пара первого теплофикационного отбора регулируется регулирующим клапаном, а второго и третьего регулирующими диафрагмами закреплёнными в каждом потоке ЦНД. Пар с теплофикационных отборов отправляется на три сетевые подогревательные установки, соединённые друг за другом.

В устройство регенерации входят четыре подогревателей низкого давления, деаэрата и три подогревателя высокого давления. Дренаж конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Дренаж конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) – в линию основного конденсата. В схеме так же имеется прямоточный котел. Пар из уплотнений входит в сальниковый охладитель (ОУ), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), это позволяет дополнительно обогреть основной конденсат и уменьшает потери.

Покрытие потерь конденсата химически очищенной водой происходит в конденсаторе.

По заводским данным для турбины Т-250/305-240-Д:

Электрическая мощность	$W_э = 255$ МВт;
Максимальная отопительная нагрузка	$Q_{от}^{max} = 500$ МВт;
Тепловая мощность отопительных отборов	$Q_{от}^{турб} = 500$ МВт;

Начальные параметры пара:

Давление	$P_0 = 23,54$ МПа;
Температура	$t_0 = 540$ °С;

Давление в конденсаторе турбины	$P_к = 0,0049$ МПа;
---------------------------------	---------------------

Число отборов пара – 9;

Давление в отборах:

$P_{от1} = 5,76$ МПа;
$P_{от2} = 4,07$ МПа;
$P_{от3} = 2,48$ МПа;
$P_{от4} = 1,69$ МПа;
$P_{от5} = 1,00$ МПа;
$P_{от6} = 0,28$ МПа;

$$P_{от9} = 0,0196 \text{ МПа};$$

Давления 7 и 8 отборов – регулируемые, их величину выясним в расчете установки по подогреву сетевой воды.

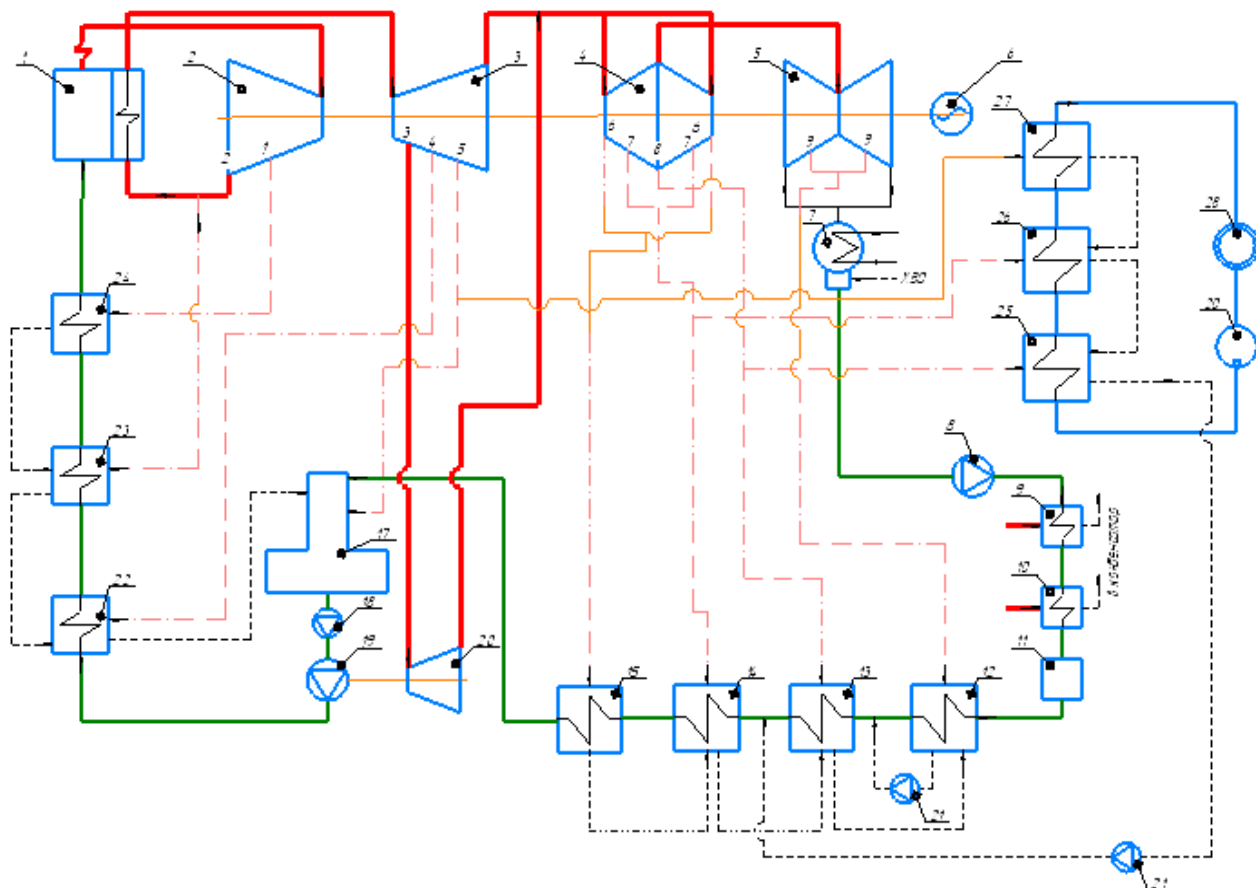


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема блока Т-250/305-240-Д

Заводские значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 85,5\% ; \eta_{oi}^{ЦСД} = 83\% ; \eta_{oi}^{ЦНД} = 84,5\% ;$$

Заводские значения КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 97\% ; \eta_{др}^{ЦСД} = 95\% ; \eta_{др}^{ЦНД} = 96\% ;$$

Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.

Потребление пара на турбо привод питательного насоса:

$$D_{ТПН} = 41,95 \text{ кг/с};$$

Потребление пара на собственные нужды машинного отделения:

$$\alpha_{сн}^{МЗ} = 1,2\% ;$$

Потребление пара на собственные нужды котельного цеха:

$$\alpha_{сн}^{КЦ} = 1,2\% ;$$

Внутростанционные потери конденсата:

$$\alpha_{ут} = 1,3\% ;$$

Температура химически очищенной воды:

$$t_{\text{хов}} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Нагрев воды в сальниковом и эжектором подогревателях:

$$\Delta t_{\text{эж}} + \Delta t_{\text{сп}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

КПД подогревателей поверхностного типа:

$$\eta_{\text{то}} = 0,98.$$

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД:

$$\vartheta_{\text{пвд}} = 2 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД:

$$\vartheta_{\text{пнд}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Недогрев воды до температуры насыщения в сетевых подогревателях:

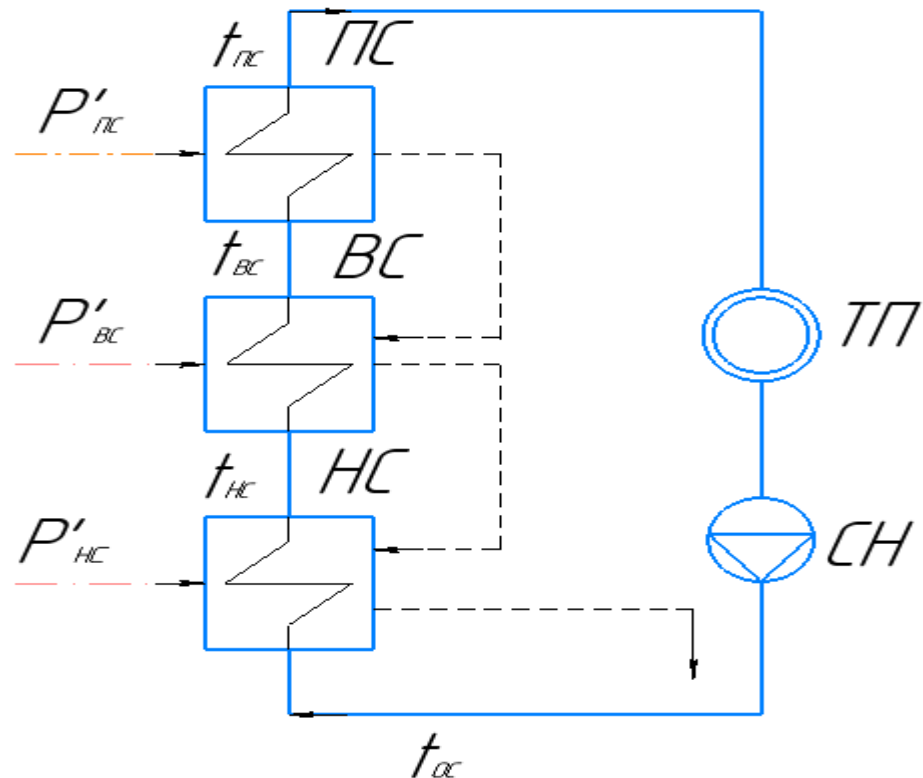
$$\vartheta_{\text{сн}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Температурный график сети для города Красноярска принимаем 150/70
°C.

2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды продемонстрирована на рисунке

2.



ТП - тепловой потребитель; СН - сетевой насос; НС - нижний сетевой подогреватель;
ВС - верхний сетевой подогреватель; ПС-пиковый сетевой подогреватель

Рисунок 2 – Схема подогрева сетевой воды

Потребление сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t} \quad (30)$$

$$G_{\text{св}} = \frac{500000}{4,186(150 - 70)} = 1493$$

Тепловая нагрузка ПВК составляет, МВт:

$$Q_{\text{пвк}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{турб}} \quad (31)$$

$$Q_{\text{пвк}} = 500 - 500 = 0$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = 1 \quad (32)$$

Температура сетевой воды после пикового сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{нс}} = t_{\text{ос}} + \frac{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}}{G_{\text{св}} \cdot C_{\text{в}}} \quad (33)$$

$$t_{\text{нс}} = 70 + \frac{500000}{1493 \cdot 4,186} = 150$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{вс}} = t_{\text{нс}} + \frac{t_{\text{нс}} - t_{\text{нс}}}{2} \quad (34)$$

$$t_{\text{вс}} = 70 + \frac{150 - 96,6}{2} = 123,3$$

Температура сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{нс}} = t_{\text{ос}} + \frac{t_{\text{вс}} - t_{\text{ос}}}{2}, \quad (35)$$

$$t_{\text{нс}} = 70 + \frac{123,3 - 70}{2} = 96,6$$

Задавая недогрев сетевой воды в пиковом сетевом подогревателе $\vartheta = 5^\circ\text{C}$, температура насыщения конденсирующего пара пикового сетевого подогревателя составит, °С:

$$t_{nc}^H = t_{nc} + \vartheta, \quad (36)$$

$$t_{nc}^H = 150 + 5 = 155$$

Энтальпия насыщения, конденсирующего пара пикового сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{nc}^H = 653,877$$

Давление рабочего тела в корпусе пикового сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{nc} = 0,543$$

Давление рабочего тела в пятом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_5 = \frac{P'_{nc}}{0,95} \quad (37)$$

$$P_5 = \frac{0,543}{0,95} = 0,572$$

Принимая недогрев сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе 5 °С, температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{ec}^H = t_{ec} + \vartheta \quad (38)$$

$$t_{ec}^H = 123,3 + 5 = 128,3$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг °С:

$$\bar{t}_{ec}^H = 539,272$$

Давление рабочего тела в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{ec} = 0,257$$

Давление рабочего тела в восьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_7 = \frac{P'_{ec}}{0,95} \quad (39)$$

$$P_7 = \frac{0,257}{0,95} = 0,271$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе 5 °С, температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{нс}^H = t_{нс} + \vartheta \quad (40)$$

$$t_{нс}^H = 96,6 + 5 = 101,6$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг °С:

$$\bar{t}_{нс}^H = 426,135.$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{нс} = 0,108$$

Давление пара в восьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_8 = \frac{P'_{нс}}{0,95} \quad (41)$$

$$P_8 = \frac{0,108}{0,95} = 0,113$$

2.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из расчётных параметров турбины имеем:

Начальные параметры рабочего тела около стопорных клапанов:

Давление $P_0 = 23,54$ МПа;

Температура $t_0 = 540$ °С;

Узнаём на i-s диаграмме (рисунок.3) точку A'_0 . С учётом дросселирования рабочего пара в регулирующих органах ЦВД, давление рабочего тела на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 23,5 \cdot 0,95 = 22,56 \quad (42)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления $P_{от2}$, равным давлению за ЦВД, показывается линией A'_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} \quad (43)$$

где $i_{B_0} = 2872$ кДж/кг – энтальпия пара к концу теоретического процесса расширения;

$i_{A_0} = 3325$ кДж/кг – энтальпия острого пара;

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,855$ внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

$$i_B = 3325 - (3325 - 2872) \cdot 0,855 = 2943$$

Энтальпия пара первого отбора, кДж/кг:

$$i_{OT1} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{om1}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} \quad (44)$$

где $i_{OT1} = 2956$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{OT1} = 3325 - (3325 - 2956) \cdot 0,855 = 3013$$

Точку “С” узнаем с учетом потери давления в регулирующих органах ЦСД, МПа:

$$P_2 = P_1 \cdot \Delta P_{III} \cdot \eta_{др}^{ЦСД} \quad (45)$$

где $\Delta P_{III} = 0,095$ потери от дросселирования пара в регулирующих органах ЦСД.

$$P_2 = 40,905 \cdot 0,95 = 3,439$$

Энтальпия в точке “Д”, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3543 - (3543 - 3139) \cdot 0,83 = 3208 \quad (46)$$

где $i_C = 3543$ кДж/кг – энтальпия пара перед ЦСД;

$i_{D_0} = 3139$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦСД;

$\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,83$ внутренний относительный КПД ЦСД.

$$i_D = 3543 - (3543 - 3139) \cdot 0,83 = 3208$$

Энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг:

$$i_{OT3} = i_C - (i_C - i_{om3}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (44)$$

где $i_{OT3} = 3421$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{от3} = 3543 - (3543 - 3421) \cdot 0,83 = 3441$$

Энтальпия пара четвёртого отбора, кДж/кг:

$$i_{от4} = i_c - (i_c - i_{от4}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (44)$$

где $i_{от4} = 3296$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{от4} = 3543 - (3543 - 3296) \cdot 0,83 = 3338$$

Потеря давления от дросселирования пара во втором цилиндре среднего давления, точка “Д”, МПа :

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 1 \cdot 0,95 = 0,95 \quad (47)$$

Энтальпия в точке “Е”, кДж/кг:

$$i_E = i_D - (i_D - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3208 - (3208 - 2714) \cdot 0,83 = 2798 \quad (48)$$

где $i_D = 3208$ кДж/кг – энтальпия пара перед вторым ЦСД;

$i_{E_0} = 2714$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за вторым ЦСД.

$$i_E = 3208 - (3208 - 2714) \cdot 0,83 = 2798$$

Энтальпия пара шестого отбора, кДж/кг:

$$i_{от6} = i_D - (i_D - i_{от6}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (44)$$

где $i_{от6} = 2895$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{от6} = 3208 - (3208 - 2895) \cdot 0,83 = 2940$$

Энтальпия пара седьмого отбора, кДж/кг:

$$i_{от7} = i_D - (i_D - i_{от7}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (44)$$

где $i_{от7} = 2887$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{от7} = 3208 - (3208 - 2887) \cdot 0,83 = 2934$$

Потеря давления от дросселирования пара в цилиндре низкого давления, точка “Е”, МПа :

$$P'_4 = P_4 \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 0,108 \quad (49)$$

Энтальпия в точке “F”, кДж/кг:

$$i_F = i_{E'} - (i_{E'} - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2798 - (2798 - 2554) \cdot 0,845 = 2560 \quad (50)$$

где $i_{E'} = 2798$ кДж/кг – энтальпия пара перед ЦНД;
 $i_{E_0} = 2554$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦНД;
 $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,845$ внутренний относительный КПД ЦНД.

$$i_F = 2798 - (2798 - 2554) \cdot 0,845 = 2560$$

Энтальпия пара девятого отбора, кДж/кг:

$$i_{от9} = i_E - (i_E - i_{от9}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} \quad (44)$$

где $i_{от9} = 2783$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{от9} = 2798 - (2798 - 2783) \cdot 0,855 = 2845$$

Используя значения давления в отборах находим на i -s диаграмме энтальпию пара в этих отборах.

Потребление пара на пиковый сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{пс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{пс} \cdot C_g}{(i_{от5} - \bar{t}_{пс}^H) \cdot \eta_{п}} \quad (51)$$

где $i_{от5} = 2993$ – энтальпия отбора пара на пиковый сетевой подогреватель;

$$D_{пс} = \frac{1493 \cdot (150 - 123,3) \cdot 4,186}{(2993 - 653,877) \cdot 0,98} = 72,697$$

Потребление пара на верхний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{вс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{вс} \cdot C_g}{(i_{от7} - \bar{t}_{вс}^H) \cdot \eta_{п}} \quad (52)$$

где $i_{от7} = 2934$ – энтальпия отбора пара на верхний сетевой подогреватель.

$$D_{вс} = \frac{1493 \cdot (123,3 - 96,6) \cdot 4,186}{(2934 - 539) \cdot 0,98} = 71,029$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{nc} = \frac{G_{cb} \cdot \Delta t_{nc} \cdot C_g}{(i_{от8} - \bar{t}_{bc}^H) \cdot \eta_{II}}, \quad (53)$$

$$D_{nc} = \frac{1493 \cdot (96,6 - 70) \cdot 4,186}{(2798 - 426) \cdot 0,98} = 71,704$$

Нагрузка пикового сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{nc} = G_{cb} \cdot (t_{nc} - t_{bc}) \cdot C_g = 1493 \cdot (150 - 123,3) \cdot 4,186 = 16670 \quad (54)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{bc} = G_{cb} \cdot (t_{bc} - t_{nc}) \cdot C_g = 1493 \cdot (123,3 - 96,6) \cdot 4,186 = 16670 \quad (55)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{nc} = G_{cb} \cdot (t_{nc} - t_{oc}) \cdot C_g = 1493 \cdot (96,6 - 70) \cdot 4,186 = 16669 \quad (56)$$

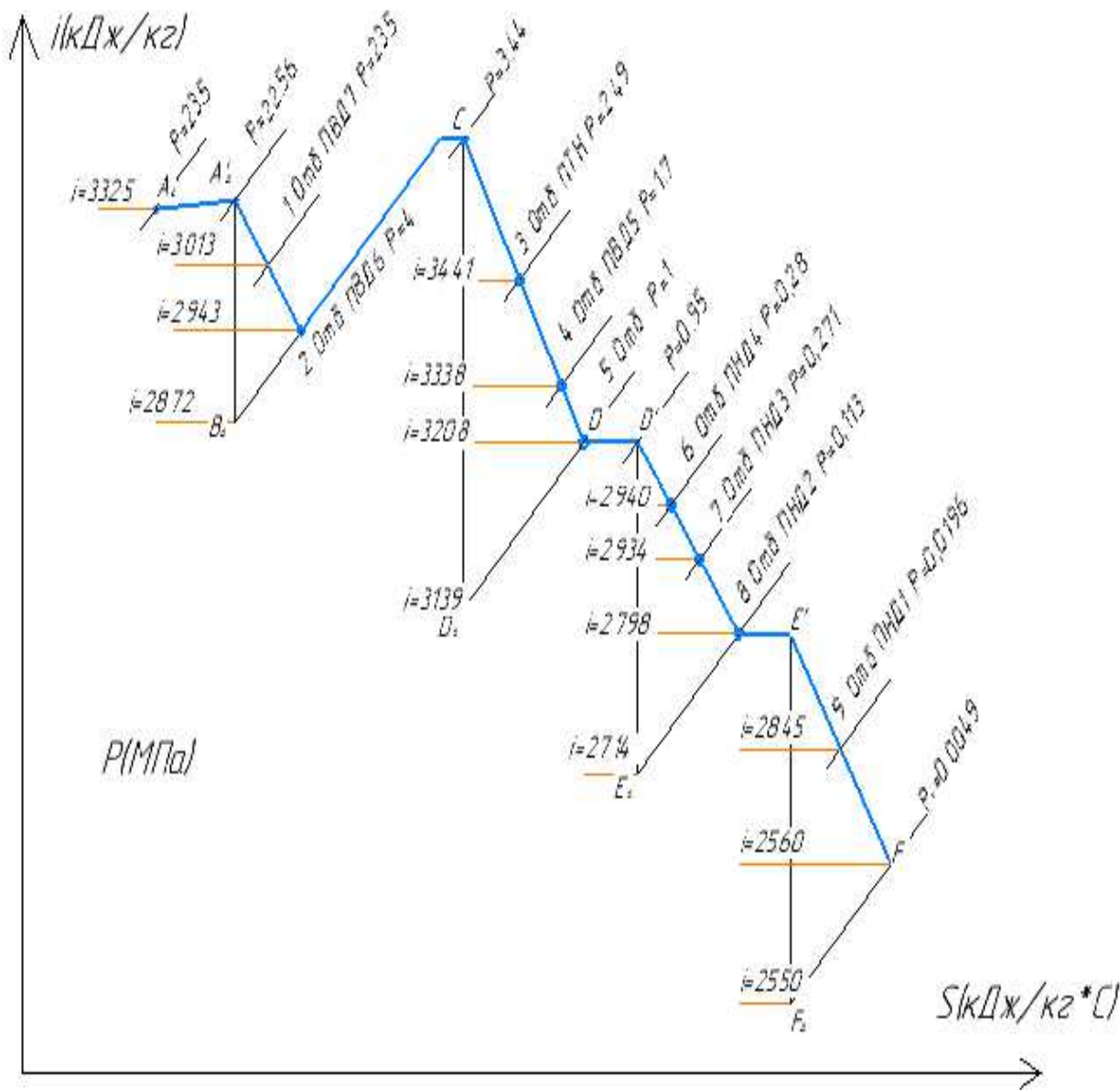


Рисунок 3 –Процесс расширения пара в турбине Т-250/305-240-Д в i-s диаграмме

2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД-7).

Давление пара в отборе 5,8 МПа. Принимая потерю давления 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД7}} = 5,8 \cdot 0,95 = 5,51 \tag{57}$$

Температура насыщения рабочего пара, °С:

$$t_n = 270,083$$

Энтальпия конденсата рабочего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_n = 1186$$

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

$$t_{пв} = t_n - \theta = 270.083 - 2 = 268.083 \quad (58)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$t'_{пв} = t_{пв} \cdot C_B = 268.083 \cdot 4.186 = 1122 \quad (59)$$

Энтальпия рабочего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{отб} = 3013$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3325 - 3013 = 311.993 \quad (60)$$

Аналогично определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицы 4 и 5.

Таблица 4 – параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД7	ПВД6	ПВД5	Деаэ-ратор	ПНД4	ПНД3	ПНД2	ПНД 1	Кон-денсатор
Давление отборного пара, МПа	5.8	4	1.7	1	0.28	0.271	0.113	0.02	0.0049
Энтальпия пара, кДж/кг	3325	2943	3338	3207	2940	2934	22798	2845	2560
Давление пара перед подогревателем, МПа	5.51	3.8	1.615	0.7	0.266	0.257	0.108	0.019	0.0049
Температура насыщения греющего пара, °С	270	247	201	164	129	128	101	58	32.5
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1186	1073	860	697	554	539	426	244	136
Температура воды за подогревателем, °С	268	245	199	164	123	122	95	52	32.5
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1122	1027	836	690	516	512	400	219	136
Использованный теплоперепад, кДж/кг	311	382	587	717	985	991	1127	1251	1365

Таблица 5 – параметры сетевых подогревателей

Наименование величины	ПС	ВС	НС
Давление отборного пара, МПа	0.543	0.271	0.113
Энтальпия пара, кДж/кг	3207	2934	2798
Давление пара у подогревателя, МПа	0.572	0.257	0.108

Продолжение таблицы 5

Температура насыщения греющего пара, °С	155	128	101
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	653	539	426
Температура воды за подогревателем, °С	150	128.3	96.6
Использованный теплоперепад, кДж/кг	717	991	1127

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Индекс недоиспользования мощности отопительных отборов:
для первого отбора:

$$y_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{3208 - 2560}{3325 - 2560 + 600} = 0,474 \quad (61)$$

где q_{III} - разность энтальпий пара до и после промперегрева;

для второго отбора:

$$y_{vc} = \frac{i_{vc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2934 - 2560}{3325 - 2560 + 600} = 0,274 \quad (62)$$

для третьего отбора:

$$y_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2798 - 2560}{3325 - 2560 + 600} = 0,174 \quad (63)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,21$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{nc} \cdot D_{nc} + y_{vc} \cdot D_{vc} + y_{nc} \cdot D_{nc} \right) \quad (64)$$

где $H_i = 1365$ кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый турбиной;
 $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД,
 K_p – коэффициент регенерации, принимаем 1,21.

$$D_T = 1,21 \cdot \left(\frac{250000}{1365 \cdot 0,98} + 0,474 \cdot 72,7 + 0,274 \cdot 71 + 0,174 \cdot 71,7 \right) = 306,5$$

2.1.6 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{Т}} = 0,005 \cdot 306,5 = 1,533 \quad (65)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{Т}} = 0,01 \cdot 306,5 = 3,065 \quad (66)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ум}}}{100} \cdot D_{\text{Т}} = 0,018 \cdot 306,5 = 5,517 \quad (67)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ко}}}{100} \cdot D_{\text{Т}} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 306,5 = 7,356 \quad (68)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{Т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}}$$

$$D_{\text{пе}} = 306,5 + 1,533 + 3,065 + 5,517 + 7,356 = 323,974$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 323,974 \quad (69)$$

2.1.7 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 4

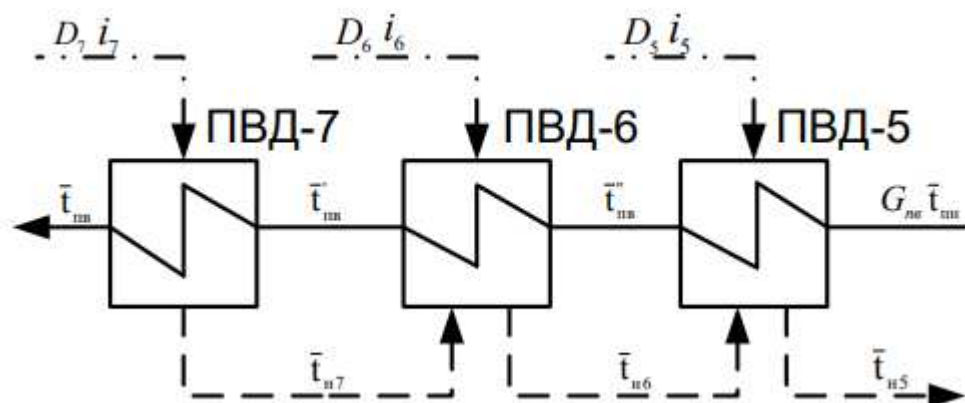


Рисунок 4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_{H7}) \cdot \eta = G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}_{\text{пв}}') \quad (70)$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}_{\text{пв}}')}{(i_7 - \bar{t}_{H7}) \cdot \eta} = \frac{323,947(1122 - 1027)}{(3013 - 1186) \cdot 0,98} = 17,228$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6(i_6 - \bar{t}_{H6}) + D_7(\bar{t}_{H7} - \bar{t}_{H6})) \cdot \eta = G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}}' - \bar{t}_{\text{пв}}'') \quad (71)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}}' - \bar{t}_{\text{пв}}'') - D_7(\bar{t}_{H7} - \bar{t}_{H6}) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_{H6}) \cdot \eta}$$

$$D_6 = \frac{323,947 \cdot (1027 - 836) - 17,228(1186 - 1073) \cdot 0,98}{(2943 - 1073) \cdot 0,98} = 32,641$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$(D_5(i_5 - \bar{t}_{H5}) + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{H6} - \bar{t}_{H5})) \cdot \eta = G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}}' - \bar{t}_{\text{пв}}''') \quad (72)$$

Расход пара на ПВД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}}' - \bar{t}_{\text{пв}}''') - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{H6} - \bar{t}_{H5}) \cdot \eta}{(i_5 - \bar{t}_{H5}) \cdot \eta}$$

где $\bar{t}_{\text{пв}}'''$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-5, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пв}}'' = h_d + \frac{\Delta P_{\text{пн}} \cdot V}{\eta_n} \quad (73)$$

где $\Delta P_{\text{пн}}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа;

$V = 0,001127 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,8$ - КПД насоса.

$$\bar{t}_{\text{пв}}'' = 690 + \frac{(28,75 - 1) \cdot 10^3 \cdot 0,001127}{0,8} = 734,844$$

$$D_5 = \frac{323,97 \cdot (836,439 - 734,844) - (32,641 + 17,228) \cdot (1073 - 860,6) \cdot 0,98}{(3338 - 860,3) \cdot 0,98} = 9,293$$

2.1.8 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 5.

Уравнения материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}} \quad (74)$$

$$323,97 = (9,293 + 32,641 + 17,228) + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}}$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{\text{н5}} + D_{\text{д}} \cdot i_5 + G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} \quad (75)$$

$$323,97 \cdot 690,492 = (9,293 + 32,641 + 17,228) \cdot 860,6 + D_{\text{д}} \cdot 3208 + G_{\text{ок}} \cdot 516,844$$

Решая систему уравнений, получаем, кг/с:

$$G_{\text{ок}} = 251,465$$

$$D_{\text{д}} = 13,348$$

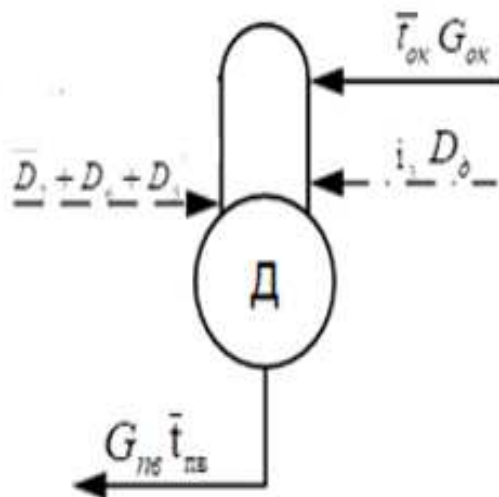


Рисунок 5 - Схема включения деаэратора

2.1.9 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

Схема включения подогревателей низкого давления представлена на рисунке 6

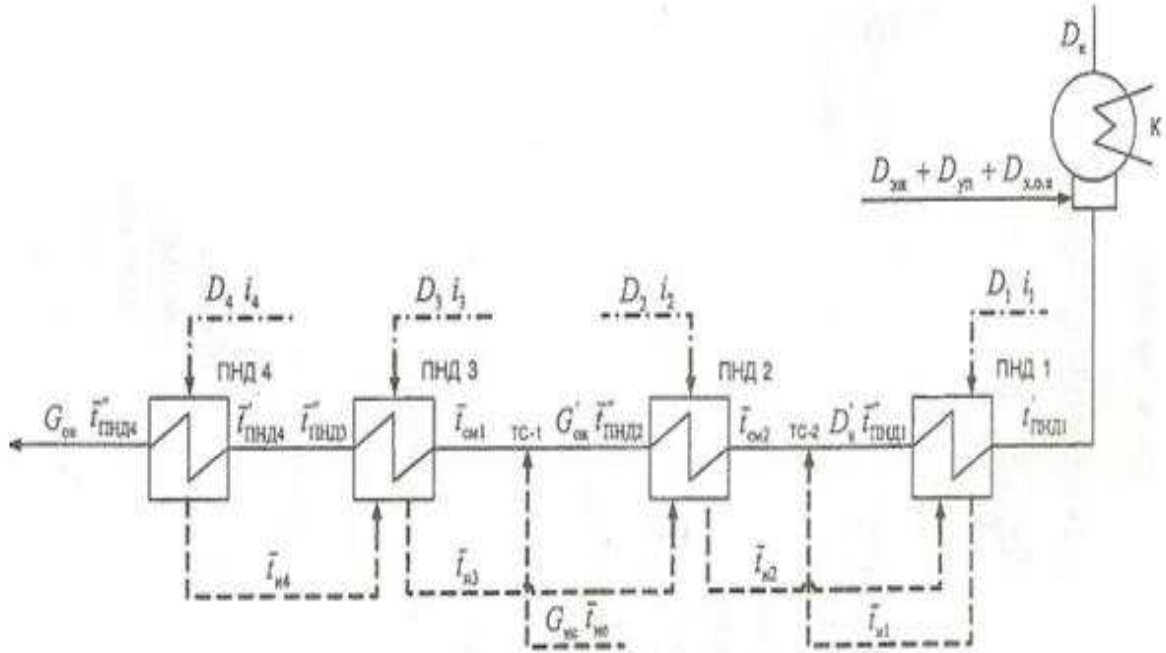


Рисунок 6 – Схема включения подогревателей низкого давления

Определяем расход пара в ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок} \cdot (h''_{ПНД4} - h'_{ПНД4})}{(i_4 - h_{н4}) \cdot \eta} = \frac{251,465 \cdot (516,844 - 512,086)}{(2940 - 544,123) \cdot 0,98} = 0,51 \quad (76)$$

ПНД-3 и точка смешения ТС-1:

$$\left\{ \begin{array}{l} (D_3 \cdot (i_3 - h_{н3}) + D \cdot (h_{н4} - h_{н3})) \cdot 0,98 = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{ПНД3}'' - h_{см1}) \\ G_{ок} = G'_{ок} + G_{псг} \\ G_{ок} \cdot h_{см1} = G'_{ок} \cdot \bar{t}_{ПНД2}'' + G_{псг} \cdot \bar{t}_{псг}'' \end{array} \right. \quad (77)$$

Решая систему уравнений, получаем:

$$D_3 = 9.605 \text{ кг/с}$$

$$G'_{ок} = 36.035 \text{ кг/с}$$

$$h_{см1} = 422 \text{ кДж/кг}$$

ПНД-2, ПНД-1 и точка смешения ТС-2:

$$\left. \begin{aligned} (D_2 \cdot (i_2 - h_{h2}) + (D_4 + D_3) \cdot (h_{h3} - h_{h2})) \cdot 0.98 &= G'_{ок} (h''_{пнд2} - h_{см2}) \\ G'_{ок} &= D'_k + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1) \\ G'_{ок} \cdot h_{см2} &= D'_k \cdot h''_{пнд1} + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1) \cdot h_{h1} \\ (D_1 \cdot (i_1 - h_{h1}) + (D_4 + D_3 + D_2) \cdot (h_{h2} - h_{h1})) \cdot 0.98 &= D'_k \cdot (h''_{пнд1} - h'_{пнд1}) \end{aligned} \right\} \quad (78)$$

Решив систему уравнений, получаем:

$$\begin{aligned} D_2 &= 2.179 \text{ кг/с} \\ D_1 &= 0.498 \text{ кг/с} \\ D'_k &= 23.244 \text{ кг/с} \\ h_{см2} &= 228 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \end{aligned}$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_k = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_d + D_{нс} + D_{вс} + D_{пс})$$

$$D_k = 306,504 - (0,498 + 2,179 + 9,605 + 0,51 + 9,293 + 32,641 + 17,228 + 72,697 + 71,029 + 71,704) = 5,733$$

$$D_k = D'_k - (D_{эж} + D_{yn} + G_{хое})$$

$$D_k = 23.244 - (1.533 + 3.065 + 12.873) = 5.773$$

Расход пара в конденсатор полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} \quad (79)$$

$$W = [17.2 \cdot 312 + 32.6 \cdot 382 + 9.2 \cdot 587 + (13.3 + 72.6) \cdot 717 + 0.51 \cdot 985 + (9.6 + 71) \cdot 991 + (2.1 + 71.7) \cdot 1127 + 0.4 \cdot 11405.7 \cdot 1365] \cdot 0.98 = 252100$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{250000 - 252100}{250000} \right| \cdot 100\% = 0,8\% \quad (80)$$

что допустимо, делаем вывод, что расчёт выполнен верно.

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{\text{тy}} = D_{\text{т}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{мп}} \cdot (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}') + G_{\text{хов}} \cdot (t_{\text{хов}} \cdot C_{\text{е}} - \bar{t}_{\text{пв}}) \quad (81)$$

$$Q_{\text{тy}} = 306.5 \cdot (3325 - 1122) + 256.6 \cdot (3543 - 2943) + 12.8 \cdot (30 \cdot 4.19 - 1122) = 831060$$

Теплота затраченная на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_{\text{т}} = D_5 \cdot (i_{\text{пс}} - \bar{t}_{\text{пс}}^{\text{H}}) + D_7 \cdot (i_{\text{вс}} - \bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}}) + D_8 \cdot (h_{\text{пс}} - \bar{t}_{\text{пс}}^{\text{H}}) \quad (82)$$

$$Q_{\text{т}} = 72,697 \cdot (2993 - 653,9) + 71,029 \cdot (2934 - 539,3) + 71,704 \cdot (2798 - 426,1) = 510204$$

Расход тепла турбоустановкой на выработку электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{тy}}^{\text{э}} = Q_{\text{тy}} - Q_{\text{т}}, \quad (83)$$

$$Q_{\text{тy}}^{\text{э}} = 831060 - 510204 = 320856$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{\text{пс}} = D_{\text{пс}} \cdot (i_{\text{пс}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{мп}} \cdot (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}') \quad (84)$$

где $i_{\text{пс}}$ - энтальпия пара, после промперегрева кДж/кг, $i_{\text{пс}} = 3543$

$$Q_{\text{пс}} = 323,974 \cdot (3543 - 1122) + 256,635 \cdot (3543 - 2943) = 938263$$

Общий расход условного топлива, кг/с

$$B_y = \frac{Q_{\text{пс}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}} \quad (85)$$

$$B_y = \frac{938263}{293100,912} = 35.181$$

Общий расход натурального топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{\text{пс}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}} \quad (86)$$

$$B = \frac{938263}{152800,91} = 67,478$$

Расход топлива затраченный на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{ээ}}^{\text{ч}}} \quad (87)$$

где W – полный расход топлива, кг/с;

K_3 – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{\text{отп}}$ – отпущенная мощность, кВт;

$W_{\text{э}}^{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт.

Принимая мощность собственных нужд блока 8 %, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_3 - e_{\text{сн}} \cdot W \quad (88)$$

$$W_{\text{отп}} = 250000 - 0,08 \cdot 250000 = 230000$$

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

$$W_{\text{э}}^{\text{сн}} = e_{\text{э}}^{\text{сн}} \cdot W \quad (89)$$

где $e_{\text{э}}^{\text{сн}} = 0,05$ доля электроэнергии, затраченная на производство эл/энергии.

$$W_{\text{э}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 250000 = 12500$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{\text{ты}}^3 + \Delta Q_{\text{отб}}^3 + Q_{\text{ты}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{ты}}^3 + \Delta Q_{\text{отб}}^3 + Q_{\text{ты}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ты}}^{\text{т}}} \quad (90)$$

где $\Delta Q_{\text{отб}}^3$ – увеличение расхода тепла на выработку электроэнергии за счет отборов пара, кВт.

$$\Delta Q_{\text{отб}}^3 = [Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}}) + Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{ты}}} \quad (91)$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{нс}} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')}{i_0 - i_{\text{к}} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')} \right) \quad (92)$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{2993 - 1122}{3325 - 1122 + (3543 - 3325)} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3325 - 2993 + (3543 - 3325)}{3325 - 1122 + (3543 - 3325)} \right) = 0,843$$

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{вс}} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')}{i_0 - i_{\text{к}} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')} \right) \quad (93)$$

$$\xi_{bc} = \frac{2934 - 1122}{3325 - 1122 + (3543 - 3325)} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3325 - 2934 + (3543 - 3325)}{3325 - 1122 + (3543 - 3325)} \right) = 0,824$$

$$\xi_{hc} = \frac{i_{hc} - i_k}{i_0 - i_k + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{hc} + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')}{i_0 - i_k + (i_{\text{мп}}'' - i_{\text{мп}}')} \right) \quad (94)$$

$$\xi_{hc} = \frac{2798 - 1122}{3325 - 1122 + (3543 - 3325)} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3325 - 2798 + (3543 - 3325)}{3325 - 1122 + (3543 - 3325)} \right) = 0,778$$

$$\Delta Q_{\text{отб}}^3 = [166669 \cdot (1 - 0,843) + 166663 \cdot (1 - 0,824) + 166669 \cdot (1 - 0,778)] \cdot 1 = 92609$$

Расход тепла на собственные нужды теплового двигателя, кВт:

$$Q_{\text{ты}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ты}} \quad (95)$$

$$Q_{\text{ты}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 831100 = 41553$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{320856 + 92609 + 41553}{320856 + 92609 + 41553 + 510204} = 0,471 \quad (96)$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_3^y = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{эс}}^{\text{сн}}} \quad (97)$$

$$B_3^y = 35,181 \cdot 0,471 \cdot \frac{230000}{250000 - 41553} = 16,061$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T^y = B - B_3 \quad (98)$$

$$B_T^y = 35,181 - 16,061 = 19,12$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч):

$$b_3^y = \frac{B_3^y}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 \quad (99)$$

$$b_3^y = \frac{16,061}{230000} \cdot 3600 = 0,251$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T^y = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 \quad (100)$$

$$b_T^y = \frac{19,12}{500000} \cdot 10^6 = 38,239$$

Расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{W_{отп}}{W - W_{эс}^{ch}} \quad (101)$$

$$B_э = 67,478 \cdot 0,471 \cdot \frac{230000}{250000 - 41553} = 30,805$$

Расход натурального топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_э \quad (102)$$

$$B_T = 67,478 - 30,805 = 36,672$$

Удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч):

$$b_э = \frac{B_э}{W_{отп}} \cdot 3600 \quad (103)$$

$$b_э = \frac{30,805}{230000} \cdot 3600 = 0,482$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 \quad (104)$$

$$b_T = \frac{36,672}{500000} \cdot 10^6 = 73,345$$

Для сравнения был аналогично произведён расчёт тепловой схемы и ТЭП блока Т-255/305-240. Расчёты показали экономическое превосходство блока Т-250/305-240-Д над блоком Т-255/305-240 в части удельных расходов топлива на выработку тепла и выработку электроэнергии. Данные расчётов сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сводная таблица экономических показателей

Наименование показателя	Т-255/305-240	Т-250/305-240-Д
Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж	39,439	38,239
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч)	0,261	0,251

2.3 Выбор вспомогательного оборудования

Опираясь на выполненные расчёты тепловой схемы турбоагрегата Т-250/305-240-Д осуществим выбор основного и вспомогательного оборудования. К основному оборудованию принадлежит:

1) Турбоагрегат Т-250/305-240-Д.

Частота вращения составляет $n=3600$ об/мин. Номинальная мощность $N_{ном}=250$ МВт. Максимальная мощность достигается в конденсационном режиме $N_{max}=305$ МВт. Расход рабочего пара через турбину равен $D=980$ т/ч. Турбина оснащена трехступенчатым отопительным отбором. Давление пара в верхнем отборе составляет 0,543 МПа, в среднем 0,271 МПа, а в нижнем 0,113 МПа.

Номинальная тепловая нагрузка 500 МВт. Максимальная температура нагрева сетевой воды равняется $t_{св}=150^{\circ}\text{C}$. Турбоустановка имеет девять нерегулируемых отборов для регенеративного подогрева питательной воды. Турбина имеет четыре цилиндра: ЦВД, ЦСД-1, ЦСД-2, ЦНД. Работает совместно с генератором ТВВ-320-2У3 с возбудителем ВГТ-4500-500у3.

2) Котлоагрегат Пп-1000-25-545/542-БТ (П-64-3).

Котлоагрегат подобран в соответствии с расчетом тепловой схемы по предельному пропуску острого пара через турбину, с учетом собственных нужд и запасом до 3%. Котлоагрегат марки Пп-1000-25-545/542-БТ - это прямоточный паровой котел на сверхкритические параметры рабочего пара, имеет один промперегрев, является однокорпусным, имеет Т-образную компоновку поверхностей нагрева, газоплотный, с уравновешенной тягой, с твердым шлакоудалением. Топочная камера - призматическая, открытого типа, прямоугольного сечения. Газоплотность котла обеспечивается цельносварными экранами. Котел может работать при снижении температуры питательной воды до 165°C (без ПВД) с сохранением номинальной тепловой мощности блока. В качестве сезонного топлива может выступать природный газ.

К вспомогательному оборудованию принадлежат:

1) Питательные насосы.

На блоке устанавливаем один питательный турбонасос, который будет обеспечивать работу блока при 100% нагрузки и дополнительный пускорезервный, на 50% нагрузки.

Расход питательной воды через главный питательный насос с учетом общестанционных потерь - 2% и потерь в конденсатоочистке.

Берём к установке питательный насос ПТН-1100-350.

Технические характеристики:

а) производительность - 1100 м³/ч;

б) напор - 3500 м вод. ст.

Для пусковых операций и остановах блока, а также для работы на пониженных нагрузках устанавливается пускорезервного электронасоса ПЭН-600-300-2.

Технические характеристики:

а) производительность - 600 м³/ч;

б) напор - 320 м вод. ст.;

в) число оборотов в минуту – 3000.

Приводом электронасоса служит электродвигатель типа АВ-8000/6000.

2) Бустерные насосы.

Что бы не возникла кавитация питательного насоса и для повышенной надежности его работы устанавливаем три бустерных насоса (БН) типа 12 ПД-8.

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 650 м³/ч;

б) напор - 258 м вод. ст.;

в) частота вращения - 2975 об/мин.

Приводом служит электродвигатель 2А3М - 600/800.

3) Конденсатные насосы.

В качестве конденсатных насосов 1 ступени устанавливаем три насоса типа КСВ-500-85.

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 500 м³/ч;

б) напор - 85 м вод. ст.;

в) частота вращения - 980 об/мин.

Приводом электронасоса служит электродвигатель А0104-611-32.

В качестве конденсатных насосов 2 ступени устанавливаем три насоса типа КСВ-500-220.

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 500 м³/ч.;

б) напор - 220 м вод. ст.;

в) частота вращения - 1480 об/мин.

Приводом электронасоса служит электродвигатель типа АВ-114-4.

Для откачки дренажа рабочего пара сетевых подогревателей устанавливаем пять насосов КСВ-320-160, из них три насоса для ПСГ-1, два - для ПСГ-2.

Технические характеристики:

- а) номинальная производительность - 320 м³/ч.;
- б) напор - 160 м вод. ст.;
- в) частота вращения - 1500 об/мин.

Приводом электронасоса служит электродвигатель типа АВ-113-4.

4) Конденсатор.

Для турбоагрегата устанавливаем конденсатор типа К-2-1400-1.

Технические характеристики:

- а) поверхность охлаждения - 14000 м².;
- б) число ходов - 2.;
- в) расход охлаждающей воды - 14000-22000 м³/ч.;
- г) количество трубок:
 - основной пучок - 14232 шт.
 - второстепенный - 4382 шт.

5) Циркуляционные насосы.

Расход циркуляционной воды по техническим характеристикам турбины составляет 28500 м³/ч.

На блок ставим два насоса на 50% производительность.

В качестве циркуляционных насосов устанавливаем насосы типа ОП5-110Э

Технические характеристики:

- а) производительность - 10800-22320 м³/ч.;
- б) напор - 4,5-8,4 м вод. ст.;
- в) частота вращения - 485 об/мин.;
- г) мощность электродвигателя - 1000 кВт.

6) Регенеративная установка.

Регенеративная установка состоит из охладителя эжекторов, сальниковых подогревателей, четырех подогревателей низкого давления, деаэратора 10 ата, трёх подогревателя высокого давления.

Данные технических характеристик регенеративных подогревателей сведём в таблицу 7.

Таблица 7 - Технические характеристики регенеративных подогревателей

Наименование	Тип	Поверхность охлаждения, м ²	Расход воды, м ³ /ч	Сопротивление, м вод. ст.
ПНД-1	ПН-400-26-7-II	400	750	4,5
ПНД-2	ПН-400-26-7-II	400	750	4,5
ПНД-3	ПН-400-26-7-II	400	750	4,5
ПНД-4	ПН-400-26-7-II	400	750	4,5
ПВД-5	ПВ-900-380-66-I	900	950	14,0
ПВД-6	ПВ-1200-380-43- I	1200	950	17,7
ПВД-7	ПВ 900-380-18-I	900	950	14,7

7) Сливные насосы.

Сливные насосы откачивают дренаж греющего пара ПНД-4, ПНД-3, ПНД-2 и ПНД-1 в схему основного конденсата. Устанавливаем один насос типа КС-80-155 с электродвигателем АО2-91-2 мощностью 75 кВт.

Технические характеристики:

- а) производительность - 80 м³/ч.;
- б) напор - 155 м вод. ст.

8) Деаэратор питательной воды.

В результате расчета тепловой схемы выбираем к установке один деаэратор питательной воды типа ДП-1000/100.

Технические характеристики:

- а) Производительность - 1000 м³/ч.;
- б) Рабочее давление – 1,03 МПа.

С колонкой устанавливаем бак с полезной емкостью $V = 100 \text{ м}^3$, он будет обеспечивать шестиминутный запас деаэрированной питательной воды при работе с максимальной нагрузкой.

9) Теплофикационная установка.

Теплофикационная установка состоит из трёх основных подогревателей типа ПСГ-5000-3,5-8-11 (1 ступень), ПСГ-5000-3,5-8-11 (2 ступень), ПСГ-5000-3,5-8-11 (3 ступень).

Сетевые подогреватели представляют собой горизонтальные теплообменники с поверхностью нагрева - 5000 м².

ПСГ-1 работает на паре турбины в интервале 0,1-0,120 МПа. ПСГ-2 работает на паре турбины в интервале 0,2-0,28 МПа. ПСГ-3 работает на паре турбины в интервале 0,5-0,6 МПа.

Дренаж греющего пара ПСГ откачивается насосами в линию основного конденсата.

10) Сетевые насосы.

Максимальный расход сетевой воды на блок равен 7955 м³/ч. Опираясь на это, в качестве сетевых насосов 1 ступени выбираем к установке два насоса типа СЭ-5000-70 с электродвигателем ДН-30-2-16.

Технические характеристики:

- а) производительность - 5000 м³/ч.;
- б) напор - 70 м вод. ст.;
- в) мощность электродвигателя - 1250 кВт.;
- г) число оборотов - 1480 об/мин.

В качестве сетевых насосов 2 ступени выбираем два насоса типа СЭ-5000-160 с электродвигателем 2АМЗ-2500.

Технические характеристики:

- а) производительность - 5000 м³/ч.;
- б) напор - 160 м вод. ст.;
- в) мощность электродвигателя - 2500 кВт.;
- г) число оборотов - 3000 об/мин.

11) Маслосистема турбогенератора.

Маслосистема ТГ осуществляется для обеспечения смазки маслом подшипников турбины. В маслосистема есть масляный бак, емкостью 51 м³, три маслоохладителя типа 2-240, группа насосов переменного и постоянного токов.

Насос системы смазки ТГ, ПЭН, ПТН типа 8НДВ в кол-ве 2 шт. с электродвигателем А-113-4-Н.

Технические характеристики:

- а) производительность - 400 м³/ч.;
- б) напор - 320 м вод. ст.;
- в) мощность электродвигателя - 100кВт.

Насос системы смазки постоянного тока типа 8НДВ в кол-ве 2 шт.

Технические характеристики:

- а) производительность - 216 м³/ч.;
- б) напор - 28 м вод. ст.;
- в) мощность электродвигателя - 40 кВт.

12) Система регулирования турбины.

Турбина Т-250/305-240-Д имеет гидравлическую системой регулирования. Рабочей жидкостью, для обеспечения пожарной безопасности, служит конденсат, подаваемый с Р=20-24 ата., специальными насосами регулирования по замкнутому контуру или от конденсатных насосов турбины. Система регулирования включает в себя: насос системы регулирования типа РМС-7-215 в кол-ве 4 шт., бак системы регулирования.

Технические характеристики:

- а) производительность - 175 м³/ч.;
- б) напор - 215 м вод. ст.;
- в) мощность электродвигателя - 160 кВт.

13) Дутьевые вентиляторы и дымососы.

Теоретический объем воздуха, м³/кг:

$$V_B^0 = 0.0889 \cdot (C^P + 0.375S^P) + 0.265 \cdot H^P - 0.0333 \cdot O^P \quad (105)$$

$$V_B^0 = 0.889(4.6 + 0.375 \cdot 0.2) + 0,265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13.2 = 4,149$$

Теоретический объем азота, м³/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V_B^0 + 0.8 \cdot \frac{N^P}{100} \quad (106)$$

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot 4.149 + 0.8 \cdot \frac{0.6}{100} = 3.28$$

Теоретический объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1.866 \cdot \frac{C^P + 0.375 \cdot S^P}{100} \quad (107)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1.866 \cdot \frac{42.6 + 0.375 \cdot 0.2}{100} = 0.769$$

Теоретический объем водяных паров, м³/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0.0124 \cdot W^P + 0.0161 \cdot V_B^0 \quad (108)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0.111 \cdot 3 + 0.0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4.149 = 0.4$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V^z = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 \quad (109)$$

$$V^z = 0.4 + 0.769 + 3.283 = 4.479$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с:

$$V_{вен} = B \cdot V_{\epsilon}^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{взл}) \cdot \frac{t_{xв} + 273}{273} \quad (110)$$

где α_m - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1.2;

$\Delta\alpha_m$ - присос воздуха в топке, принимаем равным 0.08;

$\Delta\alpha_{nn}$ - присос воздуха в системе пылеприготовления принимаем равным 0.03;

$t_{xв}$ - температура холодного воздуха.

$$V_{вен} = 50 \cdot 4.29 \cdot (1.2 - 0.08 - 0.03 + 0.05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 103.611$$

Расчетная производительность дымососа, м³/с:

$$V_{\delta} = B \cdot (V^z + (\alpha_{\delta} - 1) \cdot V_{\epsilon}^0 \cdot \frac{t_{\delta} + 273}{273}) \quad (111)$$

$$V_{\delta} = 50 \cdot (4.479 + (1.5 - 1) \cdot 4.149 \cdot \frac{160 + 273}{273}) = 1934$$

Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{\text{пот}}=4$ кПа. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1.1 \cdot H_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 4 = 4.4 \quad (112)$$

Выбираем дутьевой вентилятор типа ВДН-18-11у с характеристиками:

- Производительность - 117/88 м³/ч;
- КПД – 83 %;
- Частота вращения - 980/740 об/мин;
- Мощность - 1250/725 кВт.

Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{\text{пот}}=3$ кПа. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1.1 \cdot H_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 1.3 = 3.3 \quad (113)$$

Выбираем дымосос типа ДОД-3 с характеристиками:

- Производительность – 1335/1520;
- Частота вращения - 370 об/мин;
- Мощность – 1570/2500 кВт.

2.4 Выбор системы водоснабжения

Так как текущий проект разрабатывался для ТЭЦ-3 города Красноярск, в черте которого течёт река Енисей, вполне логично и разумно устройство прямоточной системы водоснабжения.

При прямоточной системе вода, берущаяся из реки, после конденсаторов и всех охладительных устройств, сливается в реку ниже по течению на расстояние, устраняющее возможность подмешивания подогретой воды к берущей воде. Для прямоточной системы среднегодовой дебит реки должен в несколько раз превосходить потребность электростанции в охлаждающей воде.

Река Енисей круглогодично и полностью удовлетворяет потребность станции в воде.

Слив хозяйственно-бытовых стоков осуществляется в городскую канализацию.

2.5 Определение производительности цеха топливоподачи

На Красноярской ТЭЦ-3 индивидуальная система пылеприготовления, сжигают уголь, доставляемый в вагонах из местного Бородинского месторождения. Уголь в вагонах доставляется на специализированное разгрузочное устройство (вагонопрокидыватель) марки ВРС-134М, где вагон поворачивается на 180 град. и уголь пересыпается в разгрузочный бункер, под

ним расположены конвейеры, после чего по конвейерным линиям подаются в узел пересыпки, в нем уголь может направляться в резервный склад – штабеля емкостью 175 тыс. тонн или далее по угольному тракту в четырехблочном дробильном корпусе, где установлены дробилки типа (M20×30Г) производительностью 1200 т/ч, где уголь проходит металлоуловители и попадает в дробилки грубого помола для размола на более мелкую фракцию. Дальше дробленый уголь по конвейеру поступает в бункер сырого угля, а затем питателями сырого угля (ПСУ) подается в мельницу тонкого помола и размалывается до состояния пыли. Фактическая производительность топливного тракта до 1100 т/ч при скорости ленты 2 м/с.

Полный расход натурального топлива для котельного агрегата Еп-670-545-13,8БТ составляет $V_{670}=144,07$ т/ч,

Полный расход натурального топлива для котельного агрегата Пп-1000-25-545/542-БТ составляет $V_{1000}=181,22$ т/ч.

Суммарный расход топлива для котлов, т/ч:

$$V_{\text{общ}} = V_{670} + 8 * V_{1000}, \quad (114)$$

$$V_{\text{общ}} = 144,07 + 8 * 181,22 = 1593,8$$

Фактическая производительность топливного тракта до 1100 т/ч при скорости ленты 2 м/с, а производительность дробилок 1200т/ч. Суммарный расход котлов составляет 1593,8 т/ч, следовательно, необходимо установить для подачи топлива дополнительную нитку, производительностью 500 т/ч.

На тепловой станции применяем приемное разгрузочное устройство, с вагоноопрокидывателями.

Вагоноопрокидыватели используются на станциях с расходом топлива более 150 т/ч. Число вагоноопрокидывателей зависит от расхода топлива. В нашем случае устанавливаем два вагоноопрокидывателя, один из них резервный.

3 Охрана окружающей среды

С целью снижения выбросов в атмосферу применяется высокоэффективная система золоулавливания с двумя электрофильтрами типа ЭГА1-40-12-6-4-330-5 с степенью улавливания 99%.

3.1 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из основного потока уходящих дымовых газов выполняется электрофильтром ЭГД 2-128-9-6-4-200-5 с горизонтальным движением дымовых газов, двухъярусный, с двумя секциями, 128 газовых проходов в двух ярусах, при этом скорость газов в активном сечении составит 1.3 м/с, это позволит электрофильтру работать КПД около 99%.

Расход летучей золы на выходе в фильтр определяются по формуле, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot B \cdot a_{\text{yn}} \cdot A^p + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \quad (115)$$

где $a_{\text{yn}} = 0.85$ – доля золы уносимая газами;
 A^p - зольность топлива, %;
 $q_4 = 0.5$ % потеря с механическим недожогом

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0.01 \cdot 442 \cdot 3600 \cdot 0.85 \cdot 7.4 + 0.01 \cdot 442 \cdot 3600 \cdot 0.5 \cdot \frac{15280}{32700} = 103800$$

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{zy}}}{100} = 103800 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 1038 \quad (116)$$

3.2 Золоудаление

Удаление шлака из подтопок, устанавливаемых котлоагрегатов происходит безостановочно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне. С транспортерами шлак выбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, после поступает в самотечный канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу.

Определим суммарное количество золы и шлака, кг/с:

$$M_{\text{шл}} = 0.01 \cdot B \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{\text{yn}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{zy}}}{100} \right) \quad (117)$$

$$M_{\text{шл}} = 0.01 \cdot 442 \cdot (7.4 + 0.5 \cdot \frac{15280}{32700}) \cdot (1 - 0.95 \cdot \frac{100 - 99}{100}) = 33.4$$

Расход золы, кг/с:

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} - M_{\text{зол}}^{\text{блх}} = 33.4 - 1.038 = 32.416 \quad (118)$$

Расход шлака, кг/с:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шлз}} - M_{\text{зол}} = 33.454 - 32.416 = 1.038 \quad (119)$$

Расход воды, кг/с:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл}} \cdot M_{\text{зол}} = 12 \cdot 1.038 \cdot 32.416 = 403.788 \quad (120)$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл}}}{\gamma_{\text{шл}}} + \frac{M_{\text{зол}}}{\gamma_{\text{зол}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{3.6 \cdot 1.038}{0.5} + \frac{3.6 \cdot 32.416}{0.4} + \frac{3.6 \cdot 403.788}{1} = 1753 \quad (121)$$

где $\gamma_{\text{шл}} = 0.5$ – удельный вес шлака, т/м³;
 $\gamma_{\text{зол}} = 0.4$ – удельный вес золы, т/м³;
 $\gamma_{\text{в}} = 1$ – удельный вес воды, т/м³.

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1753}{3600 \cdot \pi \cdot 1.7}} = 0.604 \quad (122)$$

где $v = 1.7$ – расчетная скорость пульпы, м/с.

3.3 Расчет вредных выбросов

Дымовая труба – представляет собой вертикально расположенные конструкции, сконструированные для удаления во внешнюю среду и рассеивания продуктов сжигания топлива.

Основными элементами данных сооружений являются фундамент, цоколь и сам ствол. Внутри ствол, обычно, защищен футеровкой, сооружаемой из огнеупорного кирпича.

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно-допустимых концентраций вредных примесей.

Выбросы золы, г/с :

$$M_{\text{з}} = 10 \cdot B \left(a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{p}} + q_{\text{мех}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{32.7} \right) (1 - \eta_{\text{зу}}) \quad (123)$$

где B – суммарный расход топлива, кг/с;
 A^p – зольность на рабочую массу, %;
 $q_{\text{мех}}$ – потери от механического недожога, %;
 $Q_{\text{н}}^p$ – низшая теплотворная способность топлива, МДж/кг;
 $a_{\text{ун}}$ – количество золы в уносе, %;
 $\eta_{\text{зу}}$ – КПД золоуловителя.

$$M_3 = 10 \cdot 442,46 \cdot (7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700}) \cdot 0,85 \cdot (1 - 0,99) = 287,094$$

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B(1 - \eta')(1 - \eta'') \quad (124)$$

где S^p – содержание серы на рабочую массу, %;
 η' – коэффициент, характеризующий долю оксидов серы, связанных летучей золой, принимаем 0,75;
 η'' – доля оксидов серы, улавливаемая в золоуловителе.

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 442,6 \cdot (1 - 0,75)(1 - 0,015) = 453$$

Выбросы диоксида углерода, м3/с:

$$M_{CO_2} = V_{CO_2} \cdot B \quad (125)$$

где V_{CO_2} – теоретический объём диоксида углерода, м3/кг;
 B – суммарный расход топлива, кг/с.

$$M_{CO_2} = 0,794 \cdot 442,5 = 351,3$$

Выбросы оксидов азота, г/с:

Суммарный удельный выброс оксидов азота, г/МДж:

$$k_{NO_x} = k_{NO_x}^{\text{топ}} + k_{NO_x}^{\text{возд}} \quad (126)$$

где $k_{NO_x}^{\text{топ}}$ – топливные оксиды азота, г/МДж;
 $k_{NO_x}^{\text{возд}}$ – воздушные оксиды азота, г/МДж.

Топливные оксиды азота, г/МДж:

$$k_{NO_x}^{\text{топ}} = 0,7 \cdot N_T \cdot \beta_{\alpha\Gamma} \cdot \beta_{\alpha 1} \cdot \beta_R \cdot \beta_{\theta} \cdot \beta_{\text{см}}, \quad (127)$$

$$N_T = 10 \frac{N^p}{Q_{\text{н}}^p} = 10 \frac{0,6}{15,280} = 0,39 \text{ г/МДж} \quad (128)$$

Влияние коэффициента избытка воздуха в прямоточной горелке:

$$\beta_{\alpha_T} = (0,53 \cdot \alpha_T + 0,15)^2 = (0,53 \cdot 1,2 + 0,15)^2 = 0,617 \quad (129)$$

Влияние доли первичного воздуха в горелке:

$$\beta_{\alpha_1} = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48 = 1,73 \cdot 0,15 + 0,48 = 0,876 \quad (130)$$

Влияние рециркуляции дымовых газов в первичный воздух:

$$\beta_R = 1 - 0,016\sqrt{R} = 1 - 0,016\sqrt{10} = 0,949 \quad (131)$$

Влияние максимальной температуры на участке образования топливных оксидов:

$$\beta_\theta = 0,11\sqrt[3]{T_{ar} - 1100} = 0,11\sqrt[3]{1980 - 1100} = 1,054 \quad (132)$$

Влияние смесеобразования в корне факела прямооточных горелок:

$$\beta_{см} = 0,98 \frac{W_2}{W_1} - 0,47 = 0,98 \cdot 2 - 0,47 = 1,49 \quad (133)$$

$$k_{NO_x}^{top} = 0,7 \cdot 2,3 \cdot 0,617 \cdot 0,876 \cdot 0,949 \cdot 1,054 \cdot 1,49 = 0,227 \text{ г/с}$$

$$k_{NO_x}^{возд} = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{T''_{ar}}} \sqrt{\frac{\alpha''_{ar} - 1}{\alpha''_{ar}}} \cdot \exp\left(\frac{-67000}{T''_{ar}}\right) \quad (134)$$

Для расчета воздушных оксиды азота, нужно найти коэффициент избытка воздуха в зоне активного горения:

$$\alpha''_{ar} = \alpha_T + 0,5\Delta\alpha_T = 1,2 + 0,5 \cdot 0,05 = 1,225 \quad (135)$$

Для подсчета $K_{NO_2}^{взд}$ используют зависимость, учитывающую известное уравнение Зельдовича:

$$k_{NO_x}^{возд} = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{1543}} \sqrt{\frac{1,245 - 1}{1,245}} \cdot \exp\left(\frac{-67000}{1543}\right) = 1,43 \cdot 10^{-5} \text{ г/МДж}$$

Суммарный удельный выброс оксидов азота, г/МДж:

$$k_{NO_x} = 0,001436498 + 0,227 = 0,228$$

$$m_{NO_x} = k_{NO_x} \cdot Q_H^p = 0,228 \cdot 15,8 = 3,48 \text{ г/кг} \quad (136)$$

$$m_{NO_2} = 0,8 \cdot m_{NO_x} = 0,8 \cdot 3,48 = 2,78 \text{ г/кг} \quad (137)$$

$$m_{NO} = 0,13 \cdot m_{NO_x} = 0,13 \cdot 3,48 = 0,45 \text{ г/кг} \quad (138)$$

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B \cdot (1 - \eta) = 3,48 \cdot 442 \cdot (1 - 0,75) = 384,5 \text{ г/с} \quad (139)$$

Приведенная масса вредных веществ, г/с:

$$M = M_3 + M_{SO_2} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2} \quad (140)$$

$$M = 574,189 + 435,823 + \frac{0.5}{0.085} \cdot 384,54 = 3272$$

С целью сравнения произведём расчёт вредных выбросов в г. Красноярск с ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.

Вредные выбросы с ТЭЦ-1:

Выбросы золы с котлов ПК-10Ш, г/с:

$$M_3 = 10 \cdot B \left(a_{yH} \cdot A^P + q_{mex} \cdot \frac{Q_H^p}{32,7} \right) (1 - \eta_{3y}) \quad (141)$$

$$M_3 = 10 \cdot 144 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,8) = 2089$$

Выбросы оксидов серы с котлов ПК-10Ш, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B (1 - \eta') (1 - \eta'') \quad (142)$$

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 144 \cdot (1 - 0) (1 - 0,015) = 567,36$$

Выбросы оксидов азота с котлов ПК-10Ш, г/с:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 3,48 \cdot 144 = 501,12 \quad (143)$$

Выбросы золы с котла БКЗ-270ТВ, г/с:

$$M_3 = 10 \cdot B \left(a_{yH} \cdot A^P + q_{mex} \cdot \frac{Q_H^p}{32,7} \right) (1 - \eta_{3y}) \quad (144)$$

$$M_3 = 10 \cdot 16,6 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,99) = 12,038$$

Выбросы оксидов серы с котла БКЗ-270ТВ, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B (1 - \eta') (1 - \eta'') \quad (145)$$

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 16,6 \cdot (1 - 0) (1 - 0,015) = 65,404$$

Выбросы оксидов азота с котла БКЗ-270ТВ, г/с:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 3,48 \cdot 16,6 = 57,768 \quad (146)$$

Выбросы золы с котлов БКЗ-280Ж, г/с:

$$M_3 = 10 \cdot B \left(a_{yH} \cdot A^p + q_{\text{мех}} \cdot \frac{Q_H^p}{32,7} \right) (1 - \eta_{3y}) \quad (147)$$

$$M_3 = 10 \cdot 50 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot 0,85 \cdot (1 - 0,8) = 648,859$$

Выбросы оксидов серы с котлов БКЗ-270Ж, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B(1 - \eta')(1 - \eta'') \quad (148)$$

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 50 \cdot (1 - 0)(1 - 0,015) = 197$$

Выбросы оксидов азота с котлов БКЗ-320, г/с:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 3,48 \cdot 50 = 174 \quad (149)$$

Суммарные выбросы золы с ТЭЦ-1 составляют, г/с:

$$M_{3TЭЦ_1} = \sum M_3 = 648,859 + 12,038 + 2089 = 2749,897 \quad (150)$$

Суммарные выбросы оксидов серы с ТЭЦ-1 составляют, г/с:

$$M_{TЭЦ_1SO_2} = \sum M_{SO_2} = 197 + 65,404 + 567 = 829,404 \quad (151)$$

Суммарные выбросы оксидов азота с ТЭЦ-1 составляют, г/с:

$$M_{TЭЦ_1NO_x} = \sum M_{NO_x} = 174 + 57,768 + 501,12 = 732,8 \quad (152)$$

Выбросы диоксида углерода с ТЭЦ-1, м3/с:

$$M_{CO_2} = V_{CO_2} \cdot B \quad (153)$$

где V_{CO_2} – теоретический объём диоксида углерода, м3/кг;
 B – суммарный расход топлива, кг/с.

$$M_{CO_2} = 0,794 \cdot 210,6 = 167,2$$

Вредные выбросы с ТЭЦ-2:

Выбросы золы с котлов БКЗ-420Ж, г/с:

$$M_3 = 10 \cdot B \left(a_{yH} \cdot A^p + q_{\text{мех}} \cdot \frac{Q_H^p}{32,7} \right) (1 - \eta_{3y}) \quad (154)$$

$$M_3 = 10 \cdot 58 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot 0,85 \cdot (1 - 0,99) = 37,634$$

Выбросы оксидов серы с котлов БКЗ-420Ж, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B(1 - \eta')(1 - \eta'') \quad (155)$$

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 58 \cdot (1 - 0)(1 - 0,015) = 228,52$$

Выбросы оксидов азота с котлов БКЗ-420Ж, г/с:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 3,48 \cdot 58 = 201,84 \quad (156)$$

Выбросы золы с котлов БКЗ-500, г/с:

$$M_3 = 10 \cdot B \left(a_{yH} \cdot A^p + q_{мех} \cdot \frac{Q_H^p}{32,7} \right) (1 - \eta_{3y}) \quad (157)$$

$$M_3 = 10 \cdot 102 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,99) = 73,9$$

Выбросы оксидов серы с котлов БКЗ-500, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B(1 - \eta')(1 - \eta'') \quad (158)$$

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,2 \cdot 102 \cdot (1 - 0)(1 - 0,015) = 401,88$$

Выбросы оксидов азота с котлов БКЗ-500, г/с:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot B = 3,48 \cdot 102 = 354,96 \quad (159)$$

Выбросы диоксида углерода, м3/с:

$$M_{CO_2} = V_{CO_2} \cdot B \quad (160)$$

где V_{CO_2} – теоретический объём диоксида углерода, м3/кг;
 B – суммарный расход топлива, кг/с.

$$M_{CO_2} = 0,794 \cdot 160 = 127,04$$

Суммарные выбросы золы с ТЭЦ-2 составляют, г/с:

$$M_{3ТЭЦ_2} = \sum M_3 = 73,97 + 37,634 = 111,604 \quad (161)$$

Суммарные выбросы оксидов серы с ТЭЦ-1 составляют, г/с:

$$M_{ТЭЦ_2SO_2} = \sum M_{SO_2} = 401,88 + 228,52 = 630,4 \quad (162)$$

Суммарные выбросы оксидов азота с ТЭЦ-1 составляют, г/с:

$$M_{ТЭЦ_2NO_x} = \sum M_{NO_x} = 201,84 + 354,96 = 556,8 \quad (163)$$

Просуммируем выбросы станции ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.
 Суммарные выбросы золы составляют, г/с:

$$M_{3ТЭЦ_{1-2}} = M_{3ТЭЦ_2} + M_{3ТЭЦ_1} = 111,604 + 2749,897 = 2861,501 \quad (164)$$

Суммарные выбросы оксидов серы составляют, г/с:

$$M_{ТЭЦ_{1-2}SO_2} = M_{ТЭЦ_2SO_2} + M_{ТЭЦ_1SO_2} = 630,4 + 829,404 = 1459,804 \quad (165)$$

Суммарные выбросы оксидов азота составляют, г/с:

$$M_{ТЭЦ_{1-2}NO_x} = M_{ТЭЦ_2NO_x} + M_{ТЭЦ_1NO_x} = 354,96 + 732,8 = 1087,76 \quad (166)$$

Опираясь на расчёты можно сделать вывод о том, что в конечном итоге, в г. Красноярске, выбросы оксидов азота сокращаются в 3 раза, выбросы оксидов серы сокращаются в 3 раза, выбросы диоксида углерода увеличиваются на 13%.

3.4 Расчет дымовой трубы

На ТЭЦ-3 установлена дымовая труба высотой 273м с диаметром устья 8,9м.

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot F}{c} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}} \quad (172)$$

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

$F=1$ м/с – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

$m=1,25$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы;

$n=1$ – число труб;

V – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из трубы;

$\Delta t=130$ °С – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха;

Скорость газов в устье дымовой трубы, м/с:

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot V_z}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 4,479 \cdot 442,5}{4,19 \cdot 8,9^2} = 23,887 \quad (173)$$

Безразмерный коэффициент m и n определяются в зависимости от параметров f и v_m :

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta t} = \frac{10^3 \cdot 23,887,9}{273^2 \cdot 130} = 0,022 \quad (174)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_z \cdot \Delta t}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{488,8 \cdot 130}{273}} = 9,91 \quad (175)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,02} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,02}} = 1,282 \quad (176)$$

Концентрация в атмосферном воздухе на уровне земли, мг/м³:

$$C_{\max} = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_z \cdot \Delta t}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 3272 \cdot 1,28 \cdot 1 \cdot 1}{273^2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{4,479 \cdot 442,5 \cdot 130}} = 0,421 \quad (177)$$

$$C_{\max} < ПДК_{SO_2}$$

Пропускная способность установленной дымовой трубы составляет, м³/с:

$$N_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{д.т}} \cdot w_0}{h_{\text{тр}}} = \frac{140281 \cdot 23,887}{273} = 12310 \quad (178)$$

где $V_{\text{д.т}}$ – объём дымовой трубы;

w_0 – скорость газов в устье дымовой трубы;

$h_{\text{тр}}$ – высота дымовой трубы.

Объём уходящих дымовых газов, м³/с:

$$V_{\text{дым.г}} = V_{\text{г}} \cdot B = 4,479 \cdot 442 = 1980 \quad (179)$$

Необходимая пропускная способность дымовой трубы, м³/с:

$$N_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{дым.г}} \cdot w_0}{h_{\text{тр}}} = \frac{1980 \cdot 23,887}{273} = 173 \quad (180)$$

Высота установленной дымовой трубы ТЭЦ-3 превосходит данные значения, соответствующие условию одновременной работы всех энергоблоков, проектируемые блоки подключаем к уже установленной дымовой трубе.

Схема подключения котлов к дымовой трубе представлена на рисунке 7.

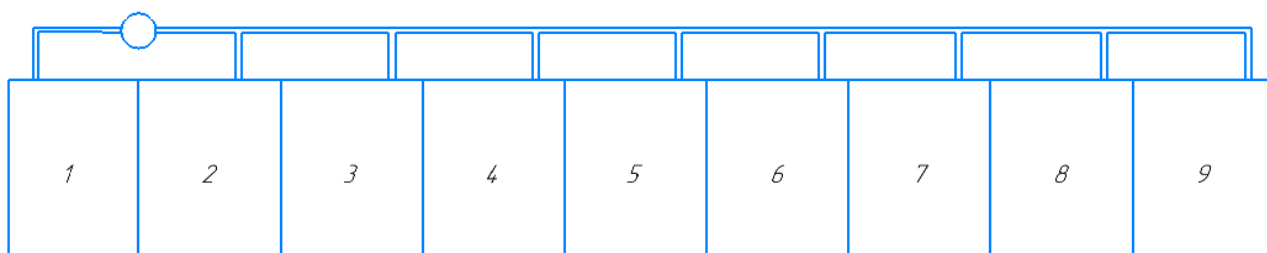


Рисунок 7 – Схема подключения котлов к дымовой трубе.

3.5 Водопотребление станции

Потребление технической воды теплоэлектроцентралью в процентном соотношении представлено в таблице 8.

Таблица 8- Потребители технической воды ТЭЦ

Потребители	Расход, %
Конденсация пара в конденсаторе турбины	100
Охлаждение водорода, воздуха, статора электрогенераторов и крупных электродвигателей	3
Охлаждение масла турбоагрегата и питательных насосов	1,7
Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов	0,8
Восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей	$0,05 \cdot D_{пе}$
Солевые сбросы с водоподготовительных установок, кг/ч	$0,7 \cdot N_э$
Замазученные воды	$100 \text{ м}^3/\text{ч}$

Расход воды на конденсацию пара одной турбины составляет $28500 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Вода на охлаждение водорода, воздуха, статора электрогенераторов и электродвигателей, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$G_{\text{вод}} = 0,03 \cdot G_{\text{ов}} = 0,03 \cdot 28500 \cdot 8 = 6840 \quad (181)$$

Вода на охлаждение масла в системе турбоагрегата и питательных насосов, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$G_{\text{мас}} = 0,017 \cdot G_{\text{ов}} = 0,017 \cdot 28500 \cdot 8 = 3636 \quad (182)$$

Вода на охлаждение подшипников вспомогательных механизмов, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$G_{\text{под}} = 0,008 \cdot G_{\text{ов}} = 0,008 \cdot 28500 \cdot 8 = 1824 \quad (183)$$

Вода на восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$G_{\text{пот}} = 0,05 \cdot D_{\text{пе}} = 0,05 \cdot 1103 \cdot 8 = 441,2 \quad (184)$$

Суммарное потребление технической воды для станции составит, м³/ч:

$$G_{\text{сум}} = G_{\text{ов}} + G_{\text{вод}} + G_{\text{мас}} + G_{\text{под}} + G_{\text{пот}} \quad (185)$$

$$G_{\text{сум}} = 28500 \cdot 8 + 6840 + 3636 + 1824 + 441,2 = 240741,2$$

Таблица 9 - Сточные воды

Стоки	Формула
Солевые сбросы с водоподготовительных установок, кг/ч	$0,7 \cdot N_{\text{э}}$
Замазученные воды	макс 100 м ³ /ч
Стоки с предпусковых промывок котлов	43900 м ³ /год
Количество воды на ГЗУ	60,528 кг/с
Солевые сбросы с продувки	$0,5 \cdot 3\% \cdot D_{\text{пе}}$
Комунально бытовые и хозяйственные воды; воды от гидравлической уборки помещений тракта топливоподача; дождевые ливневые стоки	$3\% \cdot G_{\text{сток}}$

Солевые сбросы с водоподготовительных установок

$$G_{\text{ВПУ}} = 0,7 \cdot N_{\text{э}} = 0,7 \cdot 2000 = 1400 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} = 1,4 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (186)$$

Суммарное количество сточных воды, м³/ч:

$$G_{\text{сток}} = G_{\text{ВПУ}} + G_{\text{маз}} + G_{\text{пуск}} + G_{\text{ГЗУ}} \quad (187)$$

$$G_{\text{сток}} = 1,4 + 100 + 5 + 300 + 28,46 + 3\% = 447,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

4 Подпитка теплосети

Расход воды для подпитки тепловой сети рассчитывается согласно СНИП 2.04.07-86.

Расчётный расход воды для подпитки открытых систем теплоснабжения следует принимать среднему расходу воды на горячее водоснабжение. В связи с тем, что фактические данные по объемам воды в тепловых сетях зачастую отсутствуют, на основе промышленного опыта рекомендуется принимать для расчета объема сети: 50 м³ на 1 Гкал/ч

Объём воды в тепловых сетях, м³:

$$V_{\phi} = 50 \cdot Q = 50 \cdot 3611 = 180550 \quad (188)$$

где Q- суммарная тепловая мощность отборов ТЭЦ.

Производительность ВПУ для подпитки тепловой сети, т/ч:

$$Q_{\text{под}} = 0,12 \cdot V_{\phi} = 0,0075 \cdot 180550 = 19976 \quad (189)$$

Производительность установки подпитки теплосети на станции составляет 2130 т/ч, отсюда делаем вывод, что необходимо установить дополнительное оборудования для подпитки тепловой сети, в состав устанавливаемого оборудования будет входить:

- три подогревателя сырой воды ПСВ-5000-14-23;
- четыре деаэратора ДСП-4000;

5 Обязка по сетевой воде Красноярской ТЭЦ-3

Диаметры трубопроводов сетевой установки не превышают Ду1200. Расход сетевой воды первого энергоблока составляет 1740 т/ч.

В случае, если использовать имеющиеся трубопроводы первого энергоблока, общий расход воды составит, т/ч:

$$G_{\text{CB}}^{\text{общ}} = G_{\text{CB}}^1 + G_{\text{CB}}^2 + G_{\text{CB}}^3 + G_{\text{CB}}^4 + G_{\text{CB}}^5 + G_{\text{CB}}^6 + G_{\text{CB}}^7 + G_{\text{CB}}^8 + G_{\text{CB}}^9 \quad (190)$$

где G_{CB}^1 - расход сетевой воды энергоблока №1;
 G_{CB}^2 - расход сетевой воды энергоблока №2;
 G_{CB}^3 - расход сетевой воды энергоблока №3;
 G_{CB}^4 - расход сетевой воды энергоблока №4;
 G_{CB}^5 - расход сетевой воды энергоблока №5;
 G_{CB}^6 - расход сетевой воды энергоблока №6;
 G_{CB}^7 - расход сетевой воды энергоблока №7;
 G_{CB}^8 - расход сетевой воды энергоблока №8;
 G_{CB}^9 - расход сетевой воды энергоблока №9.

$$G_{\text{CB}}^{\text{общ}} = 1740 + 5375 * 8 = 44740$$

Тогда скорость движения среды в трубопроводе, м/с:

$$\omega_{\text{в}} = \frac{4G_{\text{CB}} \cdot \vartheta}{\pi d_{\text{в}}^2} \quad (191)$$

где G_{CB} – расход сетевой воды, кг/с;
 ϑ - удельный объем воды, м³/кг;
 $d_{\text{в}}$ - внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\omega_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 44740 \cdot 0,001}{\pi \cdot 1,2^2} = 10,9$$

что выходит за предел допустимой скорости в соответствии с СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»

Исходя из этого, принято решение прокладки собственной магистрали трубопроводов теплофикационных установок для проектируемых энергоблоков.

Теплофикационная установка блока Т-250/305-240-Д состоит из трёх основных подогревателей типа ПСГ-5000-3,5-8-1.

Определим объёмный расход воды трубопровода теплофикационной установки блока Т-250/305-240-Д, перед ПСГ-1 и после ПСГ-3, м³/ч.

$$Q_1 = \frac{G_{CB}^2}{v} \quad (192)$$

где G_{CB}^2 – расход сетевой воды энергоблока №2, т/ч;
 v - удельный объем воды, м³/т [4];

$$Q_1 = \frac{5375}{1,022} = 5259$$

Определим внутренний диаметр трубопровода теплофикационной установки блока Т-250/305-240-Д, перед ПСГ-1 и после ПСГ-3, м:

$$d_B = \sqrt{\frac{Q_1}{0,785 * \omega_B}} \quad (193)$$

где Q_1 – объёмный расход сетевой воды энергоблока №2, м³/ч;
 ω_B – скорость движения воды, 2.9 м/с.

$$d_B = \sqrt{\frac{5259}{0,785 * 2,9}} = 0,8$$

Принимаем внутренний диаметр $d_B = 1,2$ м в соответствии с рядом диаметров из СТ СЭВ 254-88.

Определим объёмный расход воды основного трубопровода, м³/ч.

$$Q_2 = \frac{G_{CB}^{общ}}{v} \quad (194)$$

где $G_{CB}^{общ}$ – общий расход сетевой воды, т/ч;
 v - удельный объем воды, м³/т;

$$Q_2 = \frac{44740}{1,09} = 41045$$

Определим внутренний диаметр проектируемого основного трубопровода, м:

$$d_B = \sqrt{\frac{Q_2}{0,785 * \omega_B}} \quad (195)$$

где Q_2 – объёмный расход сетевой воды, м³/ч;
 ω_B – скорость движения воды, 2.9 м/с.

$$d_B = \sqrt{\frac{41045}{0,785 \cdot 2,9}} = 2,2 \text{ м}$$

Принимаем внутренний диаметр $d_B = 2,2 \text{ м}$ в соответствии с рядом диаметров из СТ СЭВ 254-88.

Схема обвязки сетевой воды ТЭЦ-3 представлена на рисунке 8.

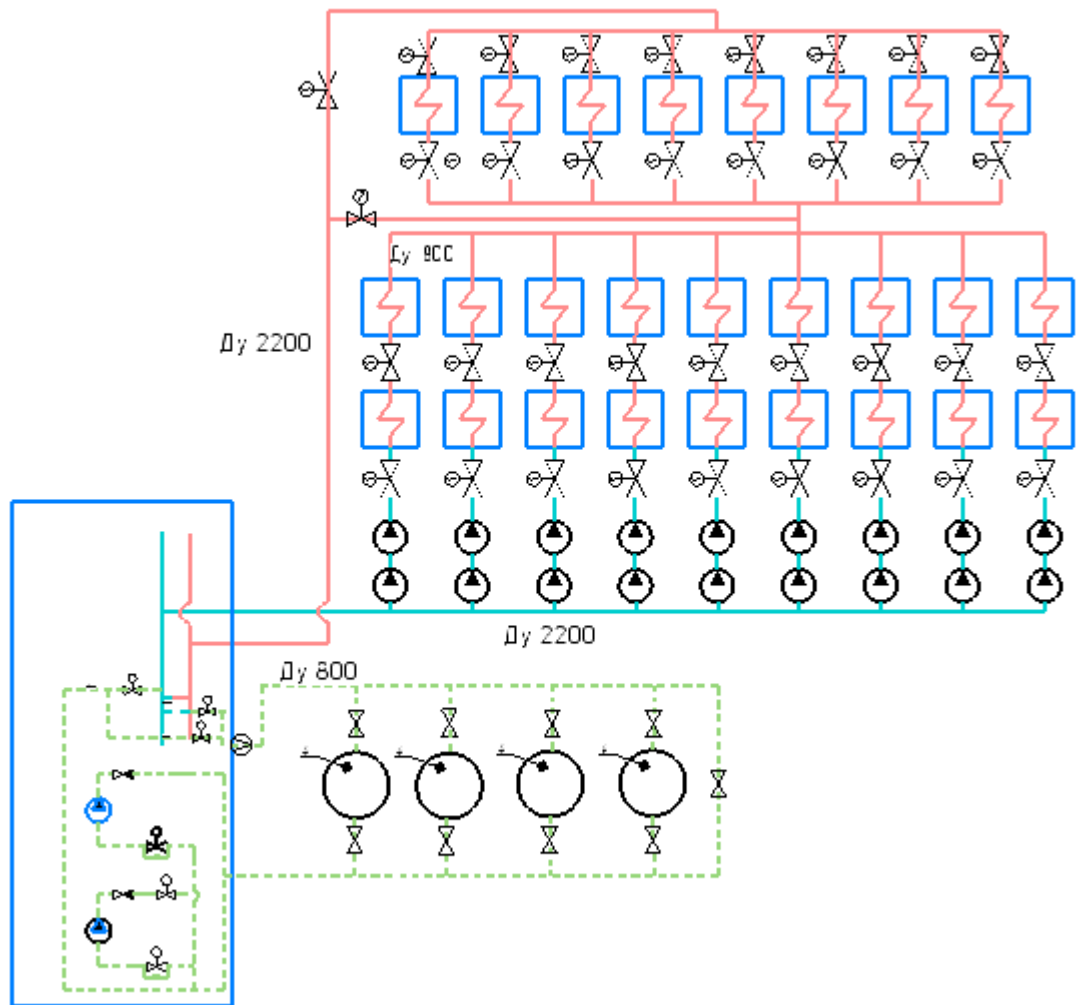


Рисунок 8 – Схема обвязки сетевой воды ТЭЦ-3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данного проекта являлось снижение вредных выбросов на жилые районы г. Красноярск, путём вывода из эксплуатации тепловых станций, расположенных в черте города (ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2), расширение Красноярской ТЭЦ-3 для покрытия установленной тепловой мощности ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.

В рамках проекта предложено установить восемь блоков с турбиной Т-250/305-240-Д, с тепловой мощностью теплофикационных отборов 500 МВт (430 Гкал/ч).

Произведена оценка финансовой эффективности расширения станции, которая указывает на то, что денежные вложения окупятся на 9-й год работы станции.

Также был произведён расчеты тепловой схемы и технико-экономических показателей блока.

Для сравнения выполнены расчеты принципиальной тепловой схемы и технико-экономических показателей блока Т-255/305-240 с установкой водогрейных котлов, показавшие экономическое превосходство блока Т-250/305-240-Д, выраженное в удельных расходах топлива на выработку тепловой и электроэнергии.

Для блока Т-250/305-240-Д удельные расходы условного топлива составили 38,239 кг/ГДж на выработку тепловой энергии и 0,251 кг/(кВт·ч) на выработку электроэнергии.

После произведен выбор основного и вспомогательного оборудования для проектируемого энергоблока. Было выяснено, что установленная на станции дымовая труба высотой 273м удовлетворяет результатам расчета в условиях одновременной работы всех энергоблоков станции.

В качестве индивидуального задания доработана схема трубопроводов теплофикационных установок Красноярской ТЭЦ-3 с учетом установки новых блоков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОНИКОВ

- 1 Схема теплоснабжения города Красноярск до 2033 года : [проект]. – Красноярск, 2015. – 268 с.
- 2 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учеб. для вузов / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – 2-е изд. – Москва : Высшая школа, 2003. – 416 с.
- 3 ЗАО «Уральский турбинный завод» : отраслевой каталог, 2004. – 31 с.
- 4 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 424 с.
- 5 Цыганок, А. П. Тепловые электрические станции: Учебное пособие / А. П. Цыганок, С.А. Михайленко. – Красноярск: КрПИ, 2005. – 302 с.
- 6 Рихтер, Л. А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов по спец. «Тепловые электрические станции» / Л.А. Рихтер, Д.П. Елизаров, В. М. Лавыгин. – Москва : Энергоатомиздат, 1897.–215 с.
- 7 Куликов, С. М. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок [Текст] : Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005, 1007 / С.М. Куликов, Е.А. Бойко ; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1995. – 32 с.
- 8 Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. - Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
- 9 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для студентов вузов / Е.Я. Соколов. – 8-е изд., стер. – Москва : МЭИ, 2006. – 472 с.
- 10 Деринг, И. С. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций : Конструкции и методы расчетов : учеб. пособие / И. С. Деринг, В. В. Криворучко ; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 81 с.
- 11 Колот, В. В. Безопасность проектируемого объекта [Текст]: методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650800 - «Теплоэнергетика» / В.В. Колот, О. Н. Ледяева ; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2003. – 16 с.
- 12 ГОСТ 12.4.123-83 Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования. : изменения 19.07.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015 – 12 с.
- 13 Обоснование решения по составу оборудования ТЭЦ : Метод. указания для студентов спец. 0305 «Тепловые электрические станции» / Сост. А. Н. Симоненко ; КрПИ. Красноярск, 1986. – 40 с.

Студенту Пиксайкину Константину Александровичу
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ15-01Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3. Часть 1.

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г

Руководитель ВКР С.В. Пачковский, доцент, к.т.н, кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР г. Красноярск ТЭЦ-3 электрическая мощность 2200 МВт, тепловая нагрузка- 3620 Гкал, топливо-бурый уголь

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная часть.

Перечень графического материала:

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Т-250/305-240-Д

Лист 2. Генеральный план

Лист 3. Разрез главного корпуса

Лист 4. Разрез турбины Т-250/305-240-Д

Лист 5. Обвязка по сетевой воде ТЭЦ-3

Руководитель ВКР



подпись

С.В. Пачковский

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению



подпись

К.А. Пиксайкин

инициалы и фамилия

«16» июня 2019 г.

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



подпись

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

« 06 » 07 20 19 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

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

Политехнический институт
институт
Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

« 06 » 07 20 19 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3. Часть 1
тема

Руководитель


подпись, дата 07.07.2019г.

Доцент, к.т.н

должность, ученая степень

С.В. Пачковский

инициалы, фамилия


Выпускник


подпись, дата 03.07.19

К.А. Пиксайкин

инициалы, фамилия

Тех. контроль


подпись, дата 03.07.19

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата 03.07.19

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2019