

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

« »

2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Красноярской ТЭЦ-5

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

С.В. Пачковский

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.В. Белокопытов

инициалы, фамилия

Тех. контроль

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Красноярской ТЭЦ-5» содержит 61 страниц текстового документа, 9 использованных источников, 4 листов графического материала.

ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ,
Объект проекта – Красноярская ТЭЦ-5

Цели проекта:

- повышение тепловой и электрической мощностей.
- снижение выбросов в атмосферу

В результате создания проекта было подобрано оборудование: шесть турбины Т-250/300-240-Д и шесть котла ПП-1000-25-545БТ (П-64-3)

Произведены расчеты экономического эффекта.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о высокой экономической привлекательности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Актуальность проекта	6
1.1 Краткая характеристика ТЭЦ-1	6
1.2 Краткая характеристика ТЭЦ-4	6
1.3 Предлагаемые решения	6
1.4 Обоснование Варианта 1	6
1.5 Обоснование Вариант 2	7
1.6 Вывод.....	7
2 Экономическая часть.....	8
2.1 Обоснование состава основного оборудования	8
2.2 Расчёт капитальных вложений	8
2.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией.....	9
2.4 Расчёт затрат на топливо	9
2.5 Расходы на оплату труда	10
2.6 Амортизационные отчисления.....	10
2.7 Расходы по ремонтному обслуживанию.....	10
2.8 Прочие расходы.....	10
2.9 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии.....	11
2.10 Оценка экономической эффективности капитальных вложений.....	12
3 Расчетная часть	16
3.1 Расчет тепловой схемы	16
3.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту	16
3.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды	18
3.1.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме	22
3.1.4 Определение параметров по элементам схемы	26
3.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину	29
3.1.6 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)	30
3.1.7 Расчёт деаэратора.....	32
3.1.8 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)	33
3.2 Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	35
3.3 Выбор парового котла.....	38
3.4 Выбор вспомогательного оборудования.....	40
3.4.1 Регенеративные подогреватели	40
3.4.2 Деаэратор	41
3.4.3 Сетевые подогреватели	41
3.4.4 Выбор питательных насосов.....	41
3.4.5 Выбор конденсатных насосов	42
3.4.6 Выбор циркуляционных насосов	42
3.4.7 Выбор сетевых насосов	42
4 Общая часть.....	44
4.1 Генеральный план	44
4.2 компоновка главного корпуса	47

4.3 Проектирование топливного хозяйства	52
4.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС	52
4.3.2 Приемные разгрузочные устройства	52
4.3.3 Ленточные конвейеры	52
4.3.4 Дробилки	53
4.3.5 Топливные склады	54
4.3.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления	55
4.3.7 Дутьевые вентиляторы и дымососы	55
5 Охрана окружающей среды	58
5.1 Золоулавливание	58
5.2 Золоудаление	59
5.3 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы.....	60
6 Гидравлический расчет тепловой сети.	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	66

ВВЕДЕНИЕ

Активное развитие города Красноярска и прилегающих городов влечет за собой все большее потребление тепловой и электрической энергии. Но встает вопрос каким способом обеспечить новые мощности потребления. Основной станцией, обеспечивающей Кировский и Ленинский районы города Красноярска тепловой и электрической энергией является Красноярская ТЭЦ-1, старейшая ТЭЦ на территории Сибири. Ее оборудование физически и морально устарело. Основная часть оборудования рассчитана на давление 90 кгс/см², что значительно снижает технико-экономические показатели станции, и, как следствие, повышает себестоимость отпущенной тепловой и электрической энергии. Вторая станция обеспечивающая город Сосновоборск и Железногорск — это ТЭЦ-4, работающая как котельная. На этой станции в качестве топлива используется мазут, что в свою очередь дает большие затраты на топливо. У обеих станций имеются большие выбросы вредных веществ в атмосферу в связи с плохой очисткой дымовых газов.

Целью данной работы является постройка новой станции взамен Красноярской ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4, что в свою очередь позволит повысить суммарный отпуск тепловой и электрической энергий, а также понизить вредные выбросы в атмосферу и повысить технико-экономические параметры.

1 Актуальность проекта

1.1 Краткая характеристика ТЭЦ-1

Красноярская ТЭЦ-1 - одна из крупнейших станций Сибирской генерирующей компании по установленной тепловой мощности, составляющей 1677 Гкал/час. Установленная электрическая мощность станции – 485,9 МВт.

Оборудование станции составляют 4 котлоагрегата паропроизводительностью 230 тонн/час каждый, 9 котлоагрегатов паропроизводительностью 220 тонн/час, 4 котлоагрегата паропроизводительностью 270 тонн/час, 4 турбины мощностью 25 МВт каждая, 2 турбины мощностью 60 МВт, 1 турбина мощностью 64,9 МВт, 1 турбина мощностью 87 МВт и 2 турбины мощностью 57 МВт.

1.2 Краткая характеристика ТЭЦ-4

В настоящее время Красноярская ТЭЦ-4 работает как котельная, электрогенерирующее оборудование отсутствует. Станция обеспечивает централизованное теплоснабжение промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора города Сосновоборска и Железногорск, а также обеспечивает потребителей холодной питьевой водой.

Основное оборудование станции:

- три водогрейных котла ПТВМ-100;
- один водогрейный котёл КВГМ-100;
- пять электродных котлов КЭВ 6000/6;
- два паровых котла ГМ 50-14/250.

В качестве основного топлива станции используется мазут.

Тепловая нагрузка составляет 486 Гкал/час.

1.3 Предлагаемые решения

Совокупность имеющихся проблем на Красноярской ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4 можно решить путём замены станций на новую:

Вариант 1.

ТЭЦ-4 законсервировать, ТЭЦ-1 демонтировать, на ТЭЦ-5 устанавливается 6 блоков с паровыми турбинами Т-250-240-Д

Вариант 2.

ТЭЦ-4 законсервировать, ТЭЦ-1 демонтировать, на ТЭЦ-5 устанавливается 5 блоков с паровыми турбинами Т-250-240 и 7 пиковыми водогрейными котлами КВТК-100-150-6.

1.4 Обоснование Варианта 1

При использовании сверхкритических параметров снижается вредные выбросы в атмосферу, повышается экономичность производства электроэнергии и тепло энергии. Когенерация способствует более выгодному производству

тепла и электричества. Суммарная мощность станции составляет 1500 МВт и 2574 Гкал/ч.

1.5 Обоснование Вариант 2

При использовании сверхкритических параметров снижается вредные выбросы в атмосферу, повышается экономичность производства электроэнергии и тепло энергии. В данном варианте из-за использования пиковых водогрейных котлов, уменьшаются капитальные затраты, а также суммарный расход топлива на станции. Суммарная мощность станции составляет 1000 МВт и 2160 Гкал/ч.

1.6 Вывод

Сравнительный анализ технико-экономической эффективности двух вариантов показал, что вариант «1» является наиболее экономичным, так как срок окупаемости составляет 10 лет.

2 Экономическая часть

2.1 Обоснование состава основного оборудования

Повышение начальных параметров пара - один из самых эффективных способов увеличения экономичности ТЭС. При этом значительно снижаются удельные расходы теплоты, особенно при одновременном увеличении давления и температуры, хотя темпы этого снижения по мере роста параметров замедляются.

Вместе с тем повышение параметров приводит к усложнению элементов конструкции установки и возрастанию требований к конструкционным материалам, что вызывает увеличение начальных капиталовложений.

Вышесказанное следует учитывать при технико-экономических расчетах. Чем выше стоимость топлива и больше число часов использования установленной мощности, тем экономически целесообразнее повышение начальных параметров пара.

В экономической части будут рассчитаны два варианта компоновки станции: в первом варианте будет устанавливаться шесть турбины Т-250/300-240-Д со сверхкритическими параметрами пара, второй вариант имеет пять турбины Т-250/300-240 и семь пиковые водогрейные котлы КВТК-100-150-6.

В таблице 1 представлены исходные данные для расчёта экономического эффекта проектируемой ТЭЦ.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	Восточная Сибирь
Вид топлива	Бородинский бурый уголь
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час:	
а) в паре	150
б) в горячей воде	2500
Электрическая нагрузка потребителей, МВт:	1500

2.2 Расчёт капитальных вложений

Единовременные капитальные вложения, млн руб.:

$$K = (K' + K_{\text{бл}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{\text{уд}}, \quad (1)$$

где K' и $K_{\text{бл}}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одноблока головного и каждого последующего, млн. руб.; Для Т-250/300-240-Д $K' = 74$, $K_{\text{бл}} = 74$;

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения; для Сибири 1,2;

$k_{\text{уд}}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года

$$K = (74' + 74 \cdot (6 - 1)) \cdot 1 \cdot 118 = 52406,2$$

2.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн руб./год [2]:

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

где $Z_{\text{топ}}$ – затраты на топливо;
 $U_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда;
 $U_{\text{а}}$ – амортизация основных производственных средств;
 $U_{\text{тр}}$ – расходы на ремонт основных средств;
 $U_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

2.4 Расчёт затрат на топливо

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт ч:

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

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;
 $T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности [1], ч.

$$W = 1500 \cdot 7878 \cdot 1000 = 11817$$

Годовое производство тепла на ТЭЦ по горячей воде, тыс. Гкал,

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

где: $N_{\text{ГВ}}$ – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час;
 $T_{\text{ГВ}}$ – число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год [1].

$$Q_{\text{ГВ}} = 2574 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 12870$$

Топливная составляющая затрат, млн руб./год:

$$Z_{\text{топ}} = V_{\text{год}} \cdot \zeta_{\text{топ}} \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

где: $V_{\text{год}}$ – годовой расход топлива, тыс. т у.т./год;
 $\zeta_{\text{топ}} = 1,6$ тыс. руб./т у.т [1].

Расход топлива на ТЭЦ складывается из расхода на производство тепловой энергии и на производство электроэнергии, т у.т.,

$$V_{\text{год}} = V_{\text{т}} \cdot T + V_{\text{э}} \cdot T \quad (6)$$

$$V_{\text{год}} = 15,4 \cdot 7878 + 12,3 \cdot 5000 = 656941,6$$

$$Z_{\text{топ}} = 1134570,4 \cdot 1600 \cdot 10^{-3} = 979,2$$

2.5 Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать следующую формулу [2], млн руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6} \quad (7)$$

где n_y – штатный коэффициент, по таблице 6 [1];

$\Phi_{\text{зп}}$ – средняя зарплата одного работника за год;

$$U_{\text{зп}} = 1500 \cdot 1,2 \cdot 525206 \cdot 10^{-6} = 945,4$$

2.6 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений [2], млн руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a \quad (8)$$

где H_a – средняя норма амортизации станции в целом;

$$U_a = 52406,2 \cdot 0,07 = 2039,9$$

2.7 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту [2], млн руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}} \quad (9)$$

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

$$U_{\text{тр}} = 52406,2 \cdot 0,05 = 2620,3$$

2.8 Прочие расходы

К прочим расходам относятся [2]:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;
- и др.

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

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) \quad (10)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (3511 + 2620 + 945,4) = 1252,4$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год:

$$U_{\text{э}} = 979,2 + 945,4 + 3511,2 + 2620 + 1702 = 9758,9$$

2.9 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

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

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \quad (11)$$

где W – выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт ч, по формуле (1.3);
– коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды станции.

Для расчёта себестоимости единицы тепловой и электрической энергии распределим эксплуатационные расходы по цехам проектируемой станции из расчёта, что:

- затраты на топливо полностью забирает ТТЦ и КЦ;
- амортизационные отчисления распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;
- расходы на оплату труда распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 40%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 30%;
- расходы по ремонтному обслуживанию распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;
- затраты на прочие расходы полностью уходят на общестанционные расходы.
- Затраты по каждой стадии распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.:

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{э}} + B_{\text{т}}} \quad (12)$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{ТТЦ}} - Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} \quad (13)$$

- Общестанционные расходы на два вида энергии распределяются пропорционально затратам по двум предыдущим стадиям, млн руб.:

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{общ}} \cdot \frac{Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + Z_{\text{ТЦ}}^{\text{э/э}}}{Z_{\text{ТТЦ}} + Z_{\text{ТЦ}}} \quad (14)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} \quad (15)$$

- Расчет себестоимости единицы энергии.

$$\frac{Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{W_{\text{отп}}} \quad (16)$$

$$\frac{Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{гв.год}}} \quad (17)$$

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	979,2	2282,3	378,1	1703,2	0	5342,8	2974,3	2368,5
Машинный зал, ЭЦ	0	1053,4	283,6	786,1	0	2123,1	2123,1	0
Общестанционные расходы	0	175,6	283,6	131,0	1702,8	2293,0	1565,5	727,4
Всего по ТЭЦ	979,2	3511,2	945,4	2620,3	1702,8	9758,9	6662,9	3095,9
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч			0,587					
Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал			240,6					

2.10 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка мероприятий по проектированию ТЭС предполагает расчёт коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели.

Стоимость имущества на начало первого года, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}} = K \quad (18)$$

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

Стоимость имущества на начало последующих годов, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}} = \Phi_{\text{к.г.}(t-1)} \quad (19)$$

где $\Phi_{\text{к.г.}}$ – стоимость имущества на конец года, млн руб./год:

$$\Phi_{\text{к.г.}(t)} = \Phi_{\text{н.г.}(t)} - A_{(t)} \quad (20)$$

где $A_{(t)}$ – величина амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$A_{(t)} = 0,067 \cdot K$$

Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, млн руб/год:

$$\Phi_{\text{ср.г.}(t)} = \Phi_{\text{н.г.}(t)} + \Phi_{\text{к.г.}(t)} \quad (21)$$

Налог на имущество, млн руб./год:

$$H_{\text{им}(t)} = 0,022 \cdot \Phi_{\text{ср.г.}(t)} \quad (22)$$

Доход от основной деятельности, млн руб./год:

$$D_{(t)} = (T_{\text{э/э}} - C_{\text{э/э}}) \cdot W_{\text{отп}} \cdot 10^{-3} \quad (23)$$

где $C_{\text{э/э}}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч;

$T_{\text{э/э}}$ – тариф на отпущенную энергию, руб./кВт ч:

$$T_{\text{э/э}} = 1,4 \cdot C_{\text{э/э}} \quad (24)$$

Налогооблагаемая прибыль, млн руб./год:

$$\text{НОП}_t = D_{(t)} - H_{\text{им}(t)} \quad (25)$$

Налог на прибыль, млн руб./год:

$$H_{\text{пр}} = \text{НОП}_{(t)} \cdot 0,2 \quad (26)$$

Чистая прибыль, млн руб./год:

$$\text{ЧП}_t = \text{НОП}_t - H_{\text{пр}}, \quad (27)$$

Далее в 0 год переносим значение капитальных вложений К.

Чистый денежный поток, млн руб./год:

$$\text{ЧДП}_t = \text{ЧП}_t + A_{(t)}, \quad (28)$$

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

$$\text{ЧДПНИ}_t = \text{ЧДПНИ}_{t-1} + \text{ЧДП}_t, \quad (29)$$

Дисконтированный денежный поток, млн руб./год:

$$\text{ДДП}_t = \frac{\text{ЧДП}_t}{(1+r)^t}, \quad (30)$$

где r – норма дисконта, принимаем равной 10%.

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

$$\text{ДДПНИ}_t = \text{ДДПНИ}_{t-1} + \text{ДДП}_t, \quad (31)$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект сведены в таблицу 3

Таблица 3 – Калькуляция срока окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период, лет															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток от инвестиционной деятельности, К	-52406,2															
Стоимость фондов на начало года, Фн.г.		52406,2	48894,9	45383,7	41872,5	38361,3	34850,1	31338,9	27827,7	24316,5	20805,2	17294,0	13782,8	10271,6	6760,4	3249,2
Стоимость фондов на конец года, Фк.г.		48894,9	45383,7	41872,5	38361,3	34850,1	31338,9	27827,7	24316,5	20805,2	17294,0	13782,8	10271,6	6760,4	3249,2	-262,0
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, Фср.г.		50650,6	47139,3	43628,1	40116,9	36605,7	33094,5	29583,3	26072,1	22560,9	19049,6	15538,4	12027,2	8516,0	5004,8	1493,6
Амортизационные отчисления, Уам		3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2	3511,2
Налог на имущество, Ним		1114,3	1037,1	959,8	882,6	805,3	728,1	650,8	573,6	496,3	419,1	341,8	264,6	187,4	110,1	32,9
Доход от основной деятельности, Д		6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3	6629,3
Налогооблагаемая прибыль, НОП		5515,0	5592,2	5669,5	5746,7	5824,0	5901,2	5978,5	6055,7	6133,0	6210,2	6287,5	6364,7	6441,9	6519,2	6596,4
Налог на прибыль, Нпр		1103,0	1118,4	1133,9	1149,3	1164,8	1180,2	1195,7	1211,1	1226,6	1242,0	1257,5	1272,9	1288,4	1303,8	1319,3
Чистая прибыль, ЧП		4412,0	4473,8	4535,6	4597,4	4659,2	4721,0	4782,8	4844,6	4906,4	4968,2	5030,0	5091,8	5153,6	5215,4	5277,2

Продолжение таблицы 3

Чистый денежный поток, ЧДП	-52406,2	7923,2	7985,0	8046,8	8108,6	8170,4	8232,2	8294,0	8355,8	8417,6	8479,4	8541,2	8603,0	8664,8	8726,6	8788,4
Чистый денежный поток нарастающим итогом, ЧДПНИ	-52406,2	-44483,0	-36498,0	-28451,2	-20342,6	-12172,2	-3940,0	4354,0	12709,8	21127,4	29606,8	38147,9	46750,9	55415,7	64142,2	72930,6
Дисконтированный денежный поток, ДДП		6950,2	6599,2	6045,7	5538,3	5073,2	4646,9	4256,1	3898,0	3569,9	3269,2	2993,6	2741,2	2509,9	2298,0	2103,9
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, ДДПНИ	-52406,2	-45456,0	-38856,8	-32811,1	-27272,9	-22199,7	-17552,8	-13296,7	-9398,7	-5828,8	-2559,6	434,0	3175,2	5685,1	7983,0	10086,9

Для сравнения был аналогично проведен расчет экономики варианта 2 и все основные данные сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета ТЭП

	Вариант №1	Вариант №2
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч	0,587	0,53
Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал	240	311,9
Дисконтированный срок окупаемости, год	10,9	13,2

Варианта №1 на 11-й год эксплуатации ЧДД становится больше нуля и все затраты по проекту окупаются доходами.

3 Расчетная часть

3.1 Расчет тепловой схемы

3.1.1 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, деаэратора 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 обогревать 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	$W_{э} = 255 \text{ МВт};$
Максимальная отопительная нагрузка	$Q_{от}^{max} = 500 \text{ МВт};$
Тепловая мощность отопительных отборов	$Q_{от}^{турб} = 500 \text{ МВт};$
Начальные параметры пара:	
Давление	$P_0 = 23,54 \text{ МПа};$
Температура	$t_0 = 540 \text{ }^\circ\text{C};$
Давление в конденсаторе турбины	$P_k = 0,0049 \text{ МПа};$
Число отборов пара – 9;	
Давление в отборах:	
$P_{от1} = 5,76 \text{ МПа};$	
$P_{от2} = 4,07 \text{ МПа};$	
$P_{от3} = 2,48 \text{ МПа};$	
$P_{от4} = 1,69 \text{ МПа};$	
$P_{от5} = 1,00 \text{ МПа};$	

$$P_{от6} = 0,28 \text{ МПа};$$

$$P_{от9} = 0,0196 \text{ МПа};$$

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

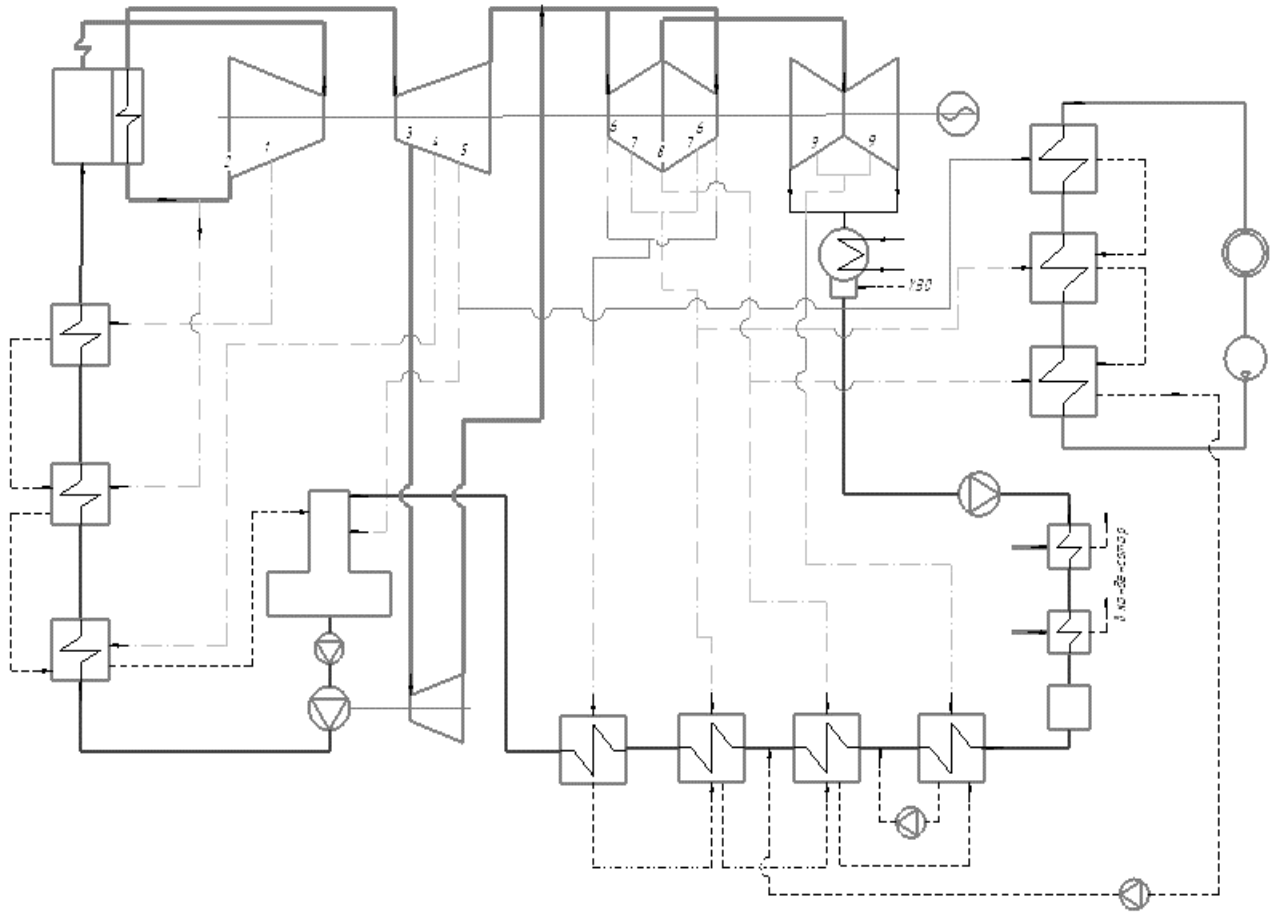


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема блока Т-250/305-240-Д

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:

$$\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} = 1,2\% ;$$

Потребление пара на собственные нужды котельного цеха:

$$\alpha_{\text{сн}}^{\text{кп}} = 1,2\% ;$$

Внутростанционные потери конденсата:

$$\alpha_{\text{ут}} = 1,3\% ;$$

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:

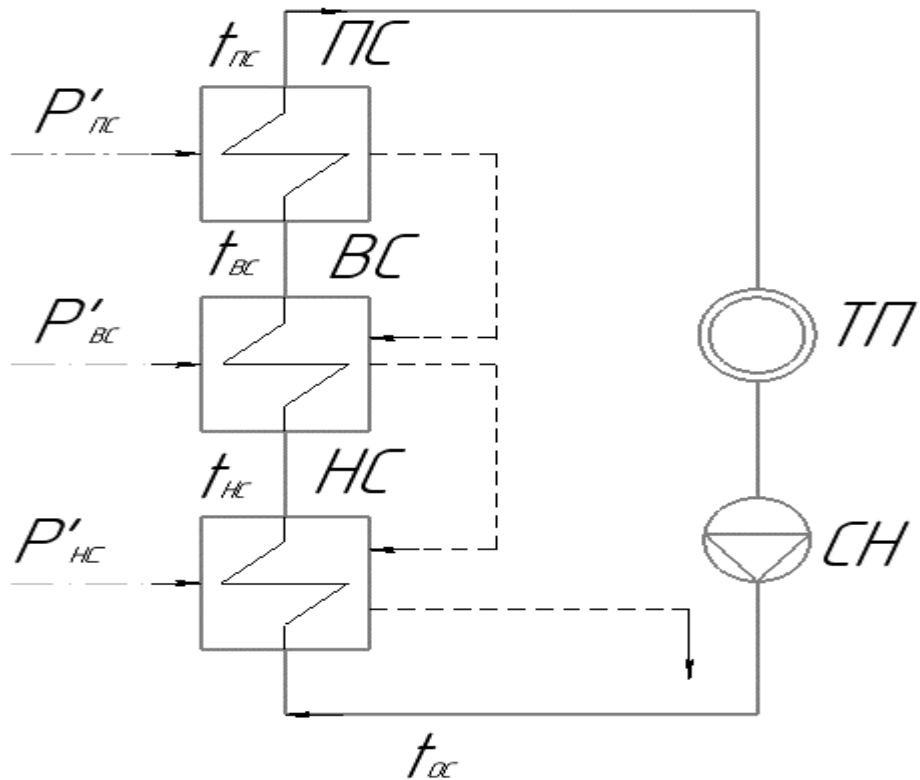
$$\vartheta_{\text{сн}} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температурный график сети для города Красноярска принимаем 150/70 $^\circ\text{C}$.

3.1.2 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:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t} \quad (32)$$

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

Тепловая нагрузка ПВК составляет, МВт:

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{турб}} \quad (33)$$

$$Q_{\text{ПВК}} = 500 - 500 = 0$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = 1 \quad (34)$$

Температура сетевой воды после пикового сетевого подогревателя, °С:

$$t_{nc} = t_{oc} + \frac{Q_{от}^{турб}}{G_{св} \cdot C_v} \quad (35)$$

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

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{вс} = t_{нс} + \frac{t_{нс} - t_{нс}}{2} \quad (36)$$

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

Температура сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{нс} = t_{oc} + \frac{t_{вс} - t_{oc}}{2} \quad (37)$$

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

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

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

$$t_{нс}^H = 150 + 5 = 155$$

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

$$\bar{t}_{нс}^H = 653,877$$

Давление рабочего тела в корпусе пикового сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{нс} = 0,543$$

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

$$P_5 = \frac{P'_{нс}}{0,95} \quad (39)$$

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

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

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

$$t_{вс}^H = 123,3 + 5 = 128,3$$

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

$$\bar{t}_{вс}^H = 539,272$$

Давление рабочего тела в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{вс} = 0,257$$

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

$$P_7 = \frac{P'_{вс}}{0,95} \quad (41)$$

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

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

$$t_{нс}^H = t_{нс} + \vartheta \quad (42)$$

$$t_{нс}^H = 96,6 + 5 = 101,6$$

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

$$\bar{t}_{нс}^H = 426,135$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{HC} = 0,108$$

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

$$P_8 = \frac{P'_{HC}}{0,95} \quad (43)$$

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

3.1.3 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:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 23,5 \cdot 0,95 = 22,56 \quad (44)$$

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

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} \quad (45)$$

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:

$$i_{от1} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{от1r}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} \quad (46)$$

где $i_{от1} = 2956$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{от1} = 3325 - (3325 - 2956) \cdot 0,855 = 3013$$

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

$$P_2 = P_1 \cdot \Delta P_{тр} \cdot \eta_{др}^{ЦСД} \quad (47)$$

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

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

Энтальпия в точке “Д”, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3543 - (3543 - 3139) \cdot 0,83 = 3208 \quad (48)$$

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:

$$i_{от3} = i_C - (i_C - i_{от3_t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (49)$$

где $i_{от3_t} = 3421$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

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

Энтальпия пара четвертого отбора, кДж/кг:

$$i_{от4} = i_C - (i_C - i_{от4_t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (50)$$

где $i_{от4_t} = 3296$ 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 :

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 1 \cdot 0,95 = 0,95 \quad (51)$$

Энтальпия в точке “Е”, кДж/кг:

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3208 - (3208 - 2714) \cdot 0,83 = 2798 \quad (52)$$

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:

$$i_{от6} = i_D - (i_D - i_{от6,т}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (53)$$

где $i_{от6,т} = 2895$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.
 $i_{от6} = 3208 - (3208 - 2895) \cdot 0,83 = 2940$

Энтальпия пара седьмого отбора, кДж/кг:

$$i_{от7} = i_D - (i_D - i_{от7,т}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (54)$$

где $i_{от7,т} = 2887$ 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 :

$$P'_4 = P_4 \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 0,108 \quad (55)$$

Энтальпия в точке “F”, кДж/кг:

$$i_F = i_{E'} - (i_{E'} - i_{F_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2798 - (2798 - 2554) \cdot 0,845 = 2560 \quad (56)$$

где $i_{E'} = 2798$ кДж/кг – энтальпия пара перед ЦНД;
 $i_{F_0} = 2554$ 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:

$$i_{от9} = i_E - (i_E - i_{от9,т}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} \quad (57)$$

где $i_{от9,т} = 2783$ 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:

$$D_{пс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{пс} \cdot C_{\rho}}{(i_{от5} - t_{пс}^H) \cdot \eta_{п}} \quad (58)$$

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:

$$D_{вс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{вс} \cdot C_{\rho}}{(i_{от7} - t_{вс}^H) \cdot \eta_{п}} \quad (59)$$

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:

$$D_{нс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{нс} \cdot C_{\rho}}{(i_{от8} - t_{нс}^H) \cdot \eta_{п}} \quad (60)$$

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

Нагрузка пикового сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{пс} = G_{св} \cdot (t_{пс} - t_{вс}) \cdot C_{\rho} = 1493 \cdot (150 - 123,3) \cdot 4,186 = 16670 \quad (61)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{вс} = G_{св} \cdot (t_{вс} - t_{нс}) \cdot C_{\rho} = 1493 \cdot (123,3 - 96,6) \cdot 4,186 = 16670 \quad (62)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{нс} = G_{св} \cdot (t_{нс} - t_{ос}) \cdot C_{\rho} = 1493 \cdot (96,6 - 70) \cdot 4,186 = 16669 \quad (63)$$

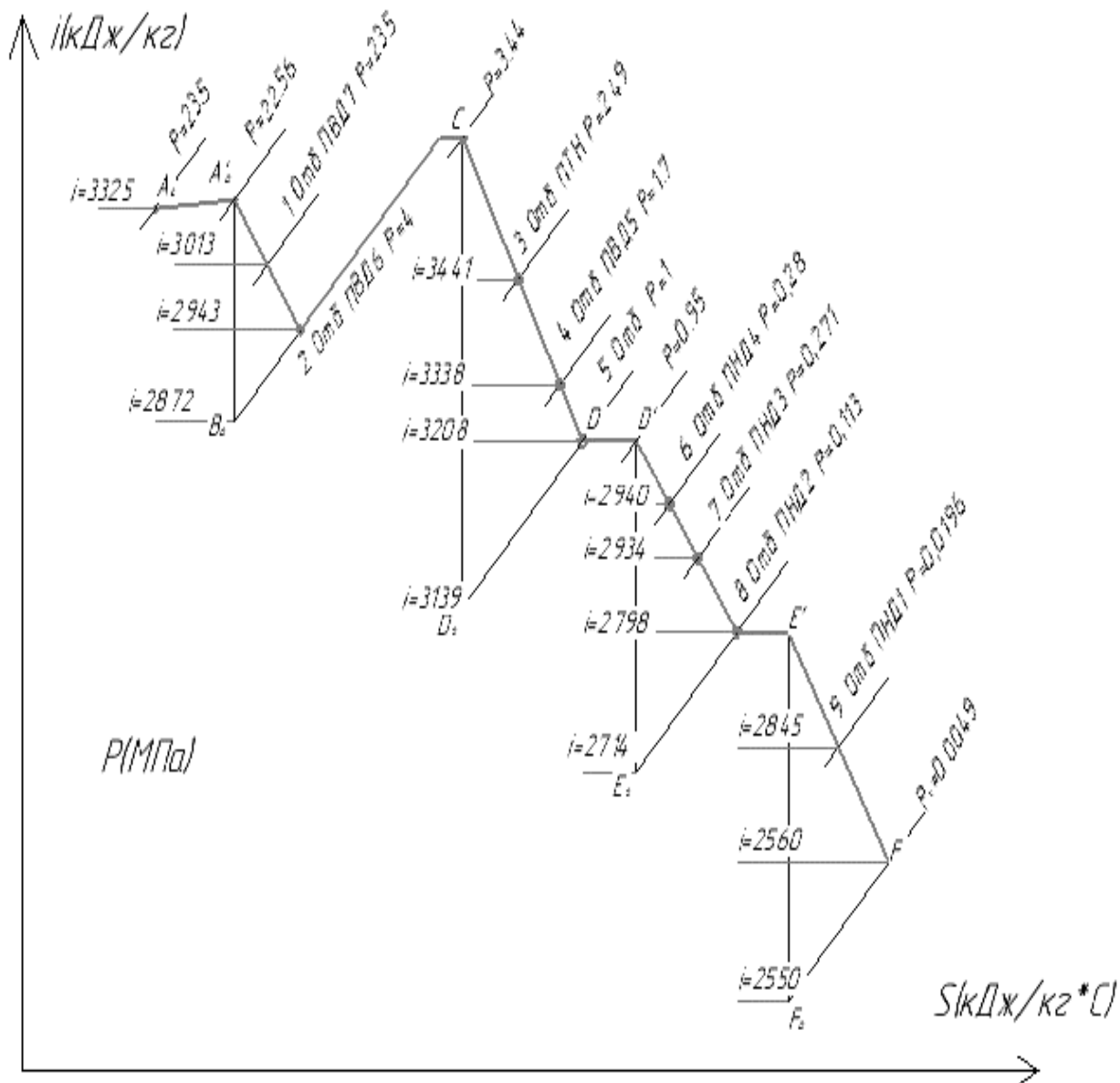


Рисунок 3 –Процесс расширения пара в турбине Т-250/305-240-Д в i-s диаграмме

3.1.4 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:

$$P_{ПВД7} = 5,8 \cdot 0,95 = 5,51 \tag{64}$$

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:

$$t_{пв} = t_n - \theta = 270.083 - 2 = 268,083 \quad (65)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$t'_{пв} = t_{пв} \cdot C_B = 268.083 \cdot 4.186 = 1122 \quad (66)$$

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

$$i_{отб} = 3013$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3325 - 3013 = 311.993 \quad (67)$$

Аналогично определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицы 5 и 6.

Таблица 5 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД7	ПВД6	ПВД5	Деаэ-ратор	ПНД4	ПНД3	ПНД2	ПНД1	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 6 – 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
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

Продолжение таблицы 6

Использованный теплоперепад, кДж/кг	717	991	1127
---	-----	-----	------

3.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Индекс недоиспользования мощности отопительных отборов:

для первого отбора:

$$y_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{3208 - 2560}{3325 - 2560 + 600} = 0,474 \quad (68)$$

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

для второго отбора:

$$y_{vc} = \frac{i_{vc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2934 - 2560}{3325 - 2560 + 600} = 0,274 \quad (69)$$

для третьего отбора:

$$y_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{III}} = \frac{2798 - 2560}{3325 - 2560 + 600} = 0,174 \quad (70)$$

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

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{nc} \cdot D_{nc} + y_{vc} \cdot D_{vc} + y_{nc} \cdot D_{nc} \right) \quad (71)$$

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

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

Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{T}} = 0,005 \cdot 306,5 = 1,533 \quad (72)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{T}} = 0,01 \cdot 306,5 = 3,065 \quad (73)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ум}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = 0,018 \cdot 306,5 = 5,517 \quad (74)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ко}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 306,5 = 7,356 \quad (75)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

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

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

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 323,974 \quad (76)$$

3.1.6 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 4

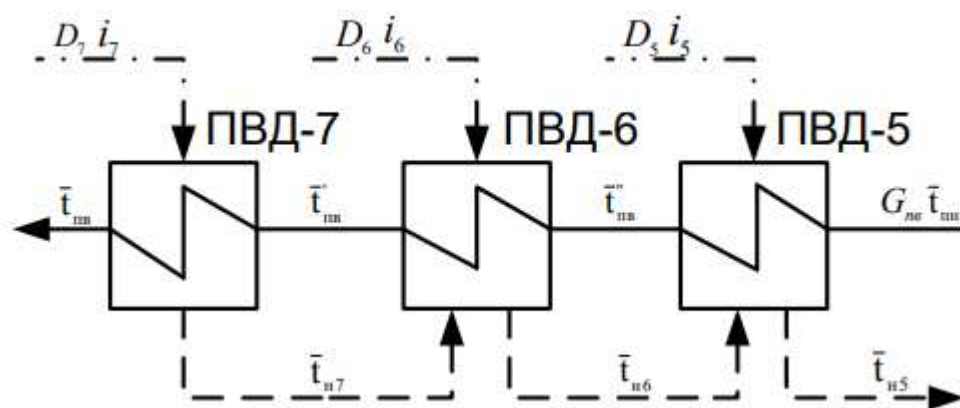


Рисунок 4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7 (i_7 - \bar{t}_{\text{пв}}') \cdot \eta = G_{\text{пв}} (\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}_{\text{пв}}') \quad (77)$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

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

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6(i_6 - \bar{t}_{пв}') + D_7(\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}')) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}') \quad (78)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

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

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

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$(D_5(i_5 - \bar{t}_{пв}') + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}')) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}') \quad (79)$$

Расход пара на ПВД-5, кг/с:

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

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

$$\bar{t}_{пв}' = h_d + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} \quad (80)$$

где $\Delta P_{пн}$ – 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.

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

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

3.1.7 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 5.

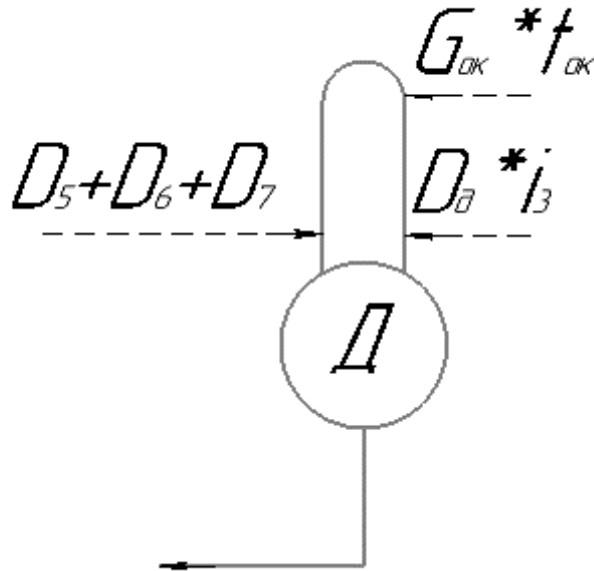


Рисунок 5 - Схема включения деаэратора

Уравнения материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}} \quad (81)$$

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

Уравнение теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{\text{н5}} + D_{\text{д}} \cdot i_5 + G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} \quad (82)$$

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

Решая систему уравнений, получаем, кг/с:

$$G_{\text{ок}} = 251,465$$

$$D_{\text{д}} = 13,348$$

3.1.8 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

Схема включения подогревателей низкого давления представлена на рисунке 6

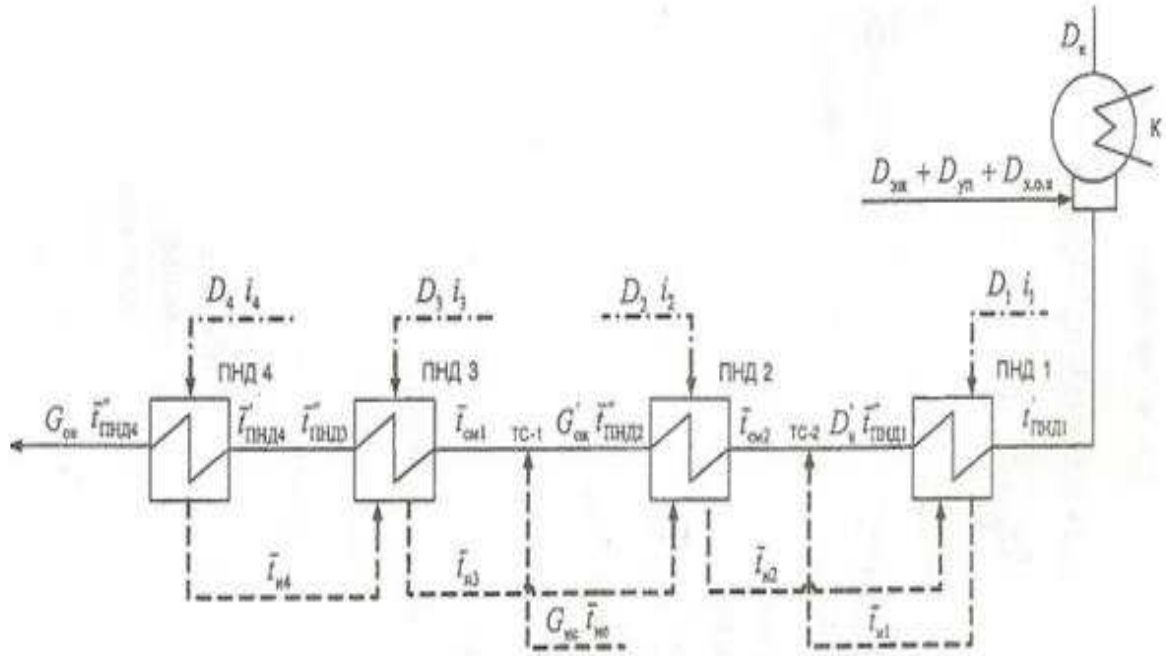


Рисунок 6 – Схема включения подогревателей низкого давления

Определяем расход пара в ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок} \cdot (h''_{ПНД4} - h'_{ПНД4})}{(i_4 - h_{н4}) \cdot \eta} = \frac{251,465 \cdot (516,844 - 512,086)}{(2940 - 544,123) \cdot 0,98} = 0,51 \quad (83)$$

ПНД-3 и точка смешения ТС-1:

$$\left\{ \begin{array}{l} (D_3 \cdot (i_3 - h_{н3}) + D \cdot (h_{н4} - h_{н3})) \cdot 0,98 = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{ПНД3}'' - h_{см1}) \\ G_{ок} = G'_{ок} + G_{нсг} \\ G_{ок} \cdot h_{см1} = G'_{ок} \cdot \bar{t}_{ПНД2}'' + G_{нсг} \cdot \bar{t}_{нсг}'' \end{array} \right. \quad (84)$$

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:

$$\left. \begin{aligned} (D_2 \cdot (i_2 - h_{н2}) + (D_4 + D_3) \cdot (h_{н3} - h_{н2})) \cdot 0.98 &= G'_{ок} (h''_{пнд2} - h_{см2}) \\ G'_{ок} &= D'_к + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1) \\ G'_{ок} \cdot h_{см2} &= D'_к \cdot h''_{пнд1} + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1) \cdot h_{н1} \\ (D_1 \cdot (i_1 - h_{н1}) + (D_4 + D_3 + D_2) \cdot (h_{н2} - h_{н1})) \cdot 0.98 &= D'_к \cdot (h''_{пнд1} - h'_{пнд1}) \end{aligned} \right\} \quad (85)$$

Решив систему уравнений, получаем:

$$D_2 = 2,179 \text{ кг/с}$$

$$D_1 = 0,498 \text{ кг/с}$$

$$D'_к = 23,244 \text{ кг/с}$$

$$h_{см2} = 228 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_к = D_т - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_д + D_{нс} + D_{вс} + D_{пс})$$

$$D_к = 306,504 -$$

$$(0,498 + 2,179 + 9,605 + 0,51 + 9,293 + 32,641 + 17,228 + 72,697 +$$

$$+ 71,029 + 71,704) = 5,733$$

$$D_к = D'_к - (D_{эжс} + D_{ул} + G_{хов})$$

$$D_к = 23,244 - (1,533 + 3,065 + 12,873) = 5,773$$

Расход пара в конденсатор полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} \quad (86)$$

$$W = [17,2 \cdot 312 + 32,6 \cdot 382 + 9,2 \cdot 587 + (13,3 + 72,6) \cdot 717 + 0,51 \cdot 985 + (9,6 + 71) \cdot 991 + (2,1 + 71,7) \cdot 1127 + 0,4 \cdot 11405,7 \cdot 1365] \cdot 0,98 = 252100$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{250000 - 252100}{250000} \right| \cdot 100\% = 0,8\% \quad (87)$$

что допустимо, делаем вывод, что расчёт выполнен верно.

3.2 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Общий расход топлива на ТЭЦ может быть подсчитан из уравнения теплового баланса котла:

$$B \cdot Q_p^H \cdot \eta_{пг} = Q_{пе} = D_T \cdot (i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + D_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}_{пв}) \quad (88)$$

где Q_p^H - низшая теплота сгорания топлива, равная 15660 кДж/кг;

$\eta_{пг}$ - КПД парогенератора, принимаем 0,92;

D_T - расход пара на турбину, кг/с;

$i_{пе}$ - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$D_{пр}$ - расход продувочной воды, кг/с;

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

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_y = \frac{D_T(i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + D_{пр}(i_{пп} - \bar{t}_2)}{Q_p^H \cdot \eta_{пг}} = \frac{254 \cdot (3324,4 - 1134,8) + 236 \cdot (3540 - 2955)}{29310 \cdot 0,91} = 27,66 \quad (79)$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B_H = \frac{D_T(i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + D_{пр}(i_{пп} - \bar{t}_2)}{Q_p^H \cdot \eta_{пг}} = \frac{254 \cdot (3324,4 - 1134,8) + 236 \cdot (3540 - 2955)}{15660 \cdot 0,91} = 51,81 \quad (80)$$

где Q_p^H - низшая теплота сгорания топлива, равная 29300 кДж/кг;

$\eta_{пг}$ - КПД парогенератора, принимаем 0,91.

Расход топлива на выработку электроэнергии подсчитывается, кг/с:

$$B_э = B \cdot K_э \frac{\mathcal{E}_{от}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}^{сн}} \quad (89)$$

где \mathcal{E} , $\mathcal{E}_{от}$ - выработка и отпуск электроэнергии, кВт · ч;

$\mathcal{E}^{сн}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии, кВт · ч.

Количество электроэнергии, отпускаемое с шин электростанции, $\mathcal{E}_{от}$ определяется как разность между количеством выработанной электроэнергии и расходом ее на собственные нужды электростанции. Расход на собственные нужды электростанции составляют 4,5 % от выработанной электроэнергии.

Расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии, составляют 2,5 % от выработанной электроэнергии.

$$\mathcal{E}_{от} = W_э - W^{сн} = 250000 - 250000 \cdot 0,05 = 230000 \quad (90)$$

$$\mathcal{E}_э^{сн} = 250000 \cdot 0,05 = 12500$$

$K_э$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_э = \frac{Q_{ту}^э + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб}}{Q_{ту}^э + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб} + Q_T} \quad (91)$$

Здесь расход тепла на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{ту}^э = Q_{ту} - Q_T \quad (92)$$

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{ту} = D_T(i_0 - \bar{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (i_c - i_b) = 258,7 \cdot (3324,4 - 1134,8) + 237,94 \cdot (3540,3 - 3312,2) = 691008,75 \quad (93)$$

Расход тепла на регенеративные отборы, кДж:

$$Q_T = D_{вс} \cdot (i_{вс} - \bar{t}_{нс}^H) + D_{нс} \cdot (i_{нс} - \bar{t}_{нс}^H) \quad (94)$$

$$Q_T = 49,66 \cdot (2815,2 - 497,9) + 112,358 \cdot (2779,09 - 460,6) = 413280,5$$

$$Q_{ту}^э = 691008,75 - 413280,5 = 277728,1$$

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

$$Q_{ту}^{сн} = 0,05 \cdot Q_{ту}^э = 0,05 \cdot 277728,1 = 13886,4 \quad (95)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кДж:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_T}{\sum Q_T} \quad (96)$$

$Q_{сп-1}$, $Q_{сп-2}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов.

Отношение $\frac{Q_T}{\sum Q_T}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{сп-1} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k + \Delta i_{пп}} \cdot \left(1 + K \frac{i_{вс} + \Delta i_{пп} - i_{вс}}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_k} \right) \quad (97)$$

$$\xi_{\text{сп-1}} = \frac{2815,24-2357,77}{3324,4-2357,77+1182,66} \cdot \left(1 + 0,56 \frac{2815,24+1182,66-2815,24}{3324,4+1182,66-2357,77}\right) = 0,4$$

$$\xi_{\text{сп-2}} = \frac{i_{\text{нс}}-i_{\text{к}}}{i_0-i_{\text{к}}-\Delta i_{\text{пп}}} \cdot \left(1 + K \frac{i_{\text{вс}}+\Delta i_{\text{пп}}-i_{\text{нс}}}{i_0+\Delta i_{\text{пп}}-i_{\text{к}}}\right) \quad (98)$$

$$\xi_{\text{сп-2}} = \frac{2779,09-2357,77}{3324,4-2357,77+1182,66} \cdot \left(1 + 0,56 \frac{2779,09+1182,66-2779,09}{3324,4+1182,66-2357,77}\right) = 0,38$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,56.

$$\Delta Q_{\text{отб}} = 74146,8 + 176166,28 = 250313,1$$

$$K_3 = \frac{277728,1+13886,4+250313,1}{277728,1+13886,4+250313,1+413280,5} = 0,567$$

$$B_3 = 27,6 \cdot 0,56 \cdot \frac{230000}{250000-125000} = 15,19$$

Расход топлива на отпуск тепла определяется:

$$B_{\text{т}} = B - B_3 \quad (99)$$

$$B_{\text{т}} = 27,6 - 15,19 = 12,46 \text{ кг/с}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3 = \frac{B_3 \cdot 3600}{W_3} = \frac{15,19 \cdot 3600}{250000} = 0,238 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч} \quad (100)$$

$$b_{\text{т}} = \frac{B_{\text{т}} \cdot 10^6}{Q_{\text{т}}} = \frac{12,46 \cdot 10^6}{100000} = 30,15 \text{ кг/ГДж} \quad (101)$$

$$b_{\text{тусл.топлива}} = b_{\text{т}} \cdot \frac{Q_{\text{п}}^{\text{н}}}{29310} = 30,15 \cdot \frac{15660}{29310} = 56,48 \text{ кг/ГДж} \quad (94)$$

$$b_{3,\text{усл.топлива}} = b_3 \cdot \frac{Q_{\text{п}}^{\text{н}}}{29310} = 0,238 \cdot \frac{15660}{29310} = 0,446 \text{ кг/ГДж} \quad (102)$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_3^y = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W_3 - W_3^{\text{сн}}} \quad (103)$$

$$B_3^y = 27,663 \cdot 0,567 \cdot \frac{230000}{250000-125000} = 15,199$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_{\text{т}}^y = B - B_3^y = 27,663 - 15,199 = 12,464 \quad (104)$$

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии, кг/кВт·ч:

$$b_{\text{э}}^y = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{15,199 \cdot 3600}{230000} = 0,238 \quad (105)$$

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

$$b_{\text{т}}^y = \frac{B_{\text{т}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 = \frac{12,464}{413280} \cdot 10^6 = 30,159 \quad (106)$$

Расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}}^{\text{н}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W_{\text{э}} - W_{\text{э}}^{\text{чн}}} \quad (107)$$

$$B_{\text{э}}^{\text{н}} = 51,81 \cdot 0,567 \cdot \frac{230000}{250000 - 125000} = 28,466$$

Расход натурального топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_{\text{т}}^{\text{н}} = B - B_{\text{э}}^y \quad (108)$$

$$B_{\text{т}}^{\text{н}} = 51,81 - 28,466 = 23,345$$

Удельный расход натурального топлива на выработку электрической энергии, кг/кВт·ч:

$$b_{\text{э}}^{\text{н}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 \quad (109)$$

$$b_{\text{э}}^{\text{н}} = \frac{28,466 \cdot 3600}{230000} = 0,446$$

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

$$b_{\text{т}}^{\text{н}} = \frac{B_{\text{т}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 \quad (110)$$

$$b_{\text{т}}^{\text{н}} = \frac{23,345}{413280} \cdot 10^6 = 56,486$$

3.3 Выбор парового котла

На блочных ТЭЦ котельный агрегат выбирается по расходу перегретого пара $D_{\text{пе}}$, кг/с, найденному при расчете тепловой схемы:

$$D_{\text{пе}}^{\text{T-250}} = 272$$

Параметры пара на выходе из котла выше, чем перед турбиной, на

величину потерь давления и температуры в трубопроводах.

Давление пара, МПа:

$$p_{\text{пе}}^{\text{T-250}} = 1,06 \cdot p_0 = 1,06 \cdot 23,54 = 24,95 \quad (111)$$

Температура пара, °С:

$$t_{\text{пе}}^{\text{T-250}} = 1,06 \cdot t_0 = 1,01 \cdot 540 = 545,4 \quad (112)$$

На основании данных для турбоагрегатов Т-250/300-240 выбираем котлы ПП-1000-25-545БТ (П-64-3).

ПП-1000-25-545БТ (П-64-3):

Котел предназначен для работы на буром угле.

Котел прямоточный, на сверхкритические параметры пара с промперегревом, выполнен по Т-образной компоновке, однокорпусный, устанавливается в здании.

Топочная камера оборудована 24 щелевыми горелками, которые установлены в три яруса по высоте на боковых стенах топки с встречным расположением в горизонтальной плоскости.

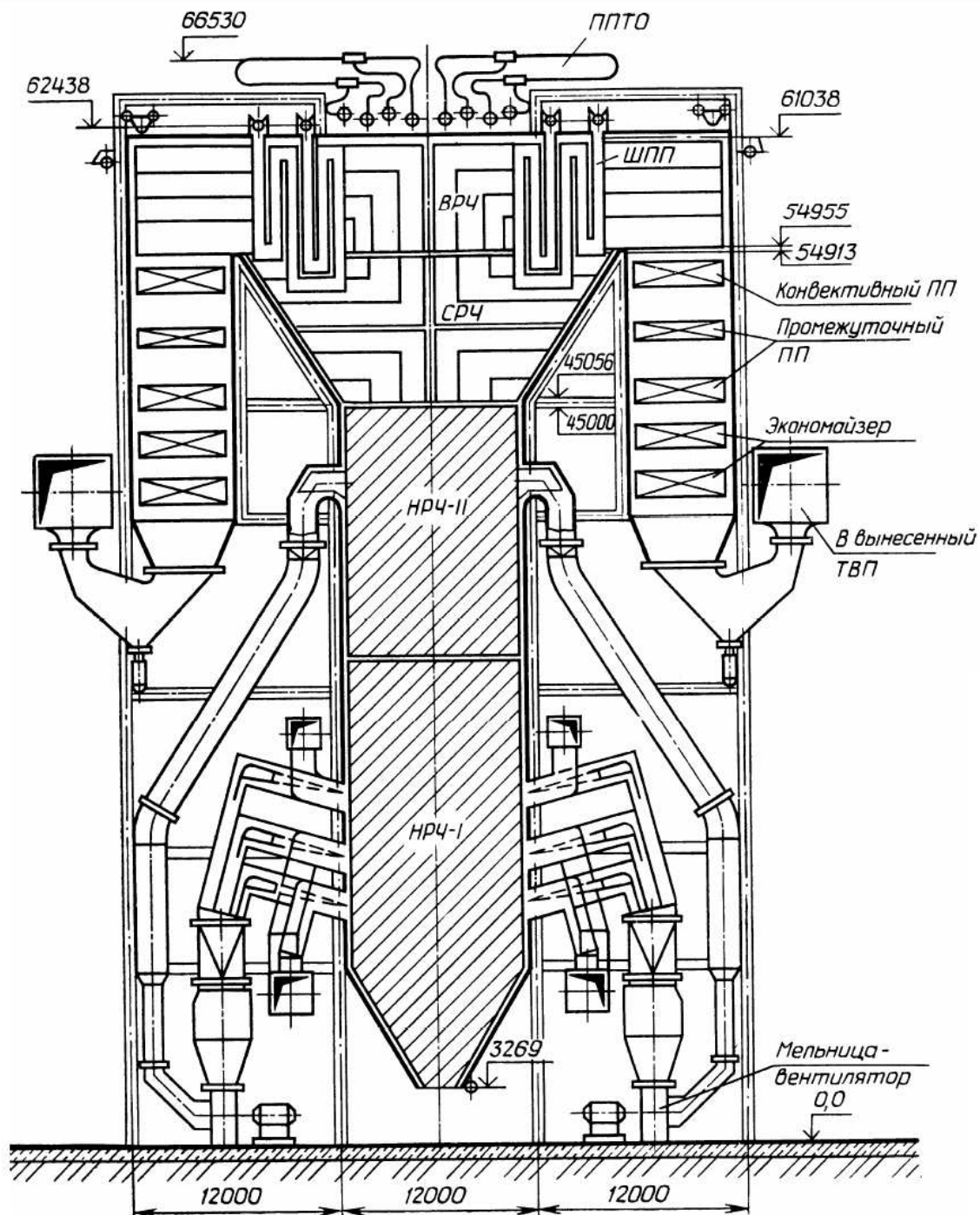


Рисунок 7 – Поперечный разрез котла ПП-1000-25-545БТ (П-64-3)

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

3.4.1 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватель высокого давления (ПВД) выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины служат:

пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа); давление воды (МПа) и поверхность нагрева (m^2).

ПВД-1: ПВ – 900 – 380 – 66, где 900 - площадь поверхности теплообмена, m^2 ; 380 - максимальное давление в трубной системе, бар; 66 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-2: ПВ – 1200 – 380 – 42.

ПВД-3: ПВ – 900 – 380 – 18.

Регенеративные подогреватель низкого давления (ПНД) так же выбираем по заводским данным, чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

Подогреватели низкого давления [2]:

ПНД-4: ПН – 400 – 26 – 2 – 2 (поверхностного типа).

ПНД-5: ПН – 400 – 26 – 2 – 2 (поверхностного типа).

ПНД-6: ПН – 400 – 26 – 2 – 2 (смешивающегося типа).

ПНД-7: ПН – 400 – 26 – 2 – 2 (смешивающегося типа).

3.4.2 Деаэратор

По найденному расходу питательной воды $G_{\text{ПВ}} = 946,2$ т/ч выбираем деаэратор ДСП-1000 [2] с характеристиками: давление 7 бар; производительностью – 1000 т/ч.

Аккумуляторный бак: полезная вместимость бака 100 m^3 давление 7 бар.

3.4.3 Сетевые подогреватели

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температура пара на входе и воды на выходе.

Выбираем два подогревателя сетевой воды

Теплофикационная установка состоит из двух основных подогревателей типа ПСГ-5000-2,5-1 (1 ступень), ПСГ-5000-3,5-1 (2 ступень); Сетевые подогреватели представляют собой горизонтальные теплообменники с поверхностью нагрева - 5000 m^2 . ПСГ-1 работает на паре турбины в интервале 0,5-1,5 ата. ПСГ-2 работает на паре турбины в интервале 0,6-2,0 ата.

3.4.4 Выбор питательных насосов

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу питательной воды на блок с запасом 6-8%, т/ч:

$$D_{\text{ПН}} = G_{\text{ПВ}} \cdot 1,05 = 272 \cdot 3,6 \cdot 1,05 = 1028,2 \quad (113)$$

Напор питательного насоса принимается на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, МПа:

$$H = P \cdot 1,4 = 24 \cdot 1,4 = 35. \quad (114)$$

Принимаем к установке питательный насос ПТН-1100-350

Технические характеристики:

Производительность - 1100 м³/ч

Напор - 3500 м.в.ст.

При пусках и остановах блока, а также при снижении нагрузки предусматривается установка пускорезервного электронасоса ПЭН-600-300-2.

Техническая характеристика:

Производительность - 600 м³/ч.

Напор - 320 м.в.ст.

Число оборотов в минуту - 3000.

3.4.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы устанавливаются в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100 %-ную производительность, а при трех – на 50 %-ную.

Количество конденсата при конденсатном режиме составляет 630 т/ч. В качестве конденсатных насосов 1 ступени выбираем три насоса типа КСВ-500-85.

Технические характеристики:

1. Номинальная производительность - 500 м³/ч.

2. Напор - 85 м.в.ст.

3. Частота вращения - 980 об/мин.

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

Технические характеристики:

1. Номинальная производительность - 320 м³/ч.

2. Напор - 160 м.в.ст.

3. Частота вращения - 1500 об/мин

3.4.6 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на одну турбину по заводским данным составляет 31500 м³/ч.

Выбираем циркуляционные насосы типа ОП-3-110 в количестве двух штук с характеристиками [2]:

1. Производительность: 18000 м³/ч;

2. Напор: 21 м.в.ст;

3. Частота вращения: 585 об/мин;

4. Мощность: 1600 кВт;

3.4.7 Выбор сетевых насосов

Максимальный расход сетевой воды на блок равен 5400 м³/ч. Исходя из

этого в качестве сетевых насосов 1 ступени принимаем к установке два насоса типа СЭ-5000-70 с эл.двигателем ДН-30-2-16.

Технические характеристики:

1. Производительность - 5000 м³/ч.
2. Напор - 70 м.в.ст.
3. Мощность эл.двигателя - 1250 кВт
4. Число оборотов - 1480 об/мин.

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

Технические характеристики:

1. Производительность - 5000 м³/ч.
2. Напор - 160 м.в.ст.
3. Мощность эл.двигателя - 2500 кВт.
4. Число оборотов - 2950 об/мин. [2].

4 Общая часть

4.1 Генеральный план

План размещения сооружений на территории (площадке) называют генеральным планом (или, сокращенно, генпланом) электростанции. Рационально составленный генплан способствует удобной и надежной эксплуатации, индустриализации сооружения, механизации монтажа электростанции. При размещении сооружений соблюдены необходимые санитарно-гигиенические и противопожарные правила и нормы, учтено господствующее направление и силу ветра (розу ветров).

Удобные коммуникации внутри площадки электростанции обеспечены размещением сооружений электростанции в соответствии с последовательностью ее технологического процесса. Сооружения электростанции размещены так, чтобы обеспечить удобную связь их с топливной и водной базой, потребителями электрической и тепловой энергии, золоотвалами и т. п.

Предусмотрен также удобный подвод железнодорожных путей, а также автомобильных дорог для подвоза топлива, оборудования и материалов; рациональный подвод и отвод охлаждающей воды трубопроводами и каналами; вывод воздушных линий электропередачи и кабелей высокого напряжения; вывод трубопроводов горячей воды и пара; отвод золоводяной пульпы трубопроводами (или каналами) на золоотвалы или вывоз шлаков и золы железнодорожными составами. Оптимальный вариант генплана электростанции при соблюдении этих требований отвечает минимальной величине расчетных затрат.

На территории электростанции размещены следующие сооружения и установки: главный корпус с дымовыми трубами; электрический щит управления; открытые и закрытые (обычно на теплоэлектроцентралях) электрические распределительные устройства и трансформаторы; топливоподачу и топливные склады для основного и вспомогательного топлива (растопочного мазута); насосные гидрозолоудаления; устройства системы водоснабжения насосные станции; установки для химической очистки воды; вспомогательный корпус со служебными помещениями, мастерскими, лабораториями, компрессорной, складами и пр.; масляное, водородное и ацетиленокислородное хозяйство и т. п.

Кроме того, на площадке электростанции проложены трубопроводы и каналы водоснабжения; железнодорожные и автомобильные пути; линии электропередачи и кабели; золоводяные каналы; теплопроводы; линии водопровода и канализации; линии электрического освещения, телефонной связи.

Степень совершенства генплана характеризуют удельной величиной площади, ограничиваемой оградой (например, в гектарах на 1 или 100 тыс. кВт); коэффициентом ее застройки, т.е. долей или процентом площади, занятой зданиями, ко всей площади участка; коэффициентом использования, т.е. долей

или процентом площади, занятой зданиями и открытыми наземными устройствами и сооружениями (топливным складом, открытым распределительным устройством, железными и автомобильными дорогами, каналами водоснабжения и т. д.).

На отечественных электростанциях машинный зал обычно размещают со стороны источника водоснабжения.

Обычной до последнего времени является следующая «параллельная» компоновка генплана, отвечающая в основном последовательности технологического процесса электростанции: источник водоснабжения с градирен; открытое распределительное электрическое устройство с помещением электрического щита управления; трубопроводы и каналы водоснабжения; машинный зал; котельная с дымовыми трубами; топливоподача и топливный склад.

Проектируемая станция расположена вблизи города Красноярск, западнее деревни Терентьево. Главный корпус электростанции находится с юго-восточной стороны занимаемой территории. Вокруг него находятся административные и складские помещения. С северной стороны главного корпуса находится угольный склад площадью порядка 60000 м², рядом с которым расположены мазутонасосная станция, очистные сооружения, цех вспомогательного производства и гараж. К территории станции предусмотрены удобные подъездные железнодорожные дороги. Золоотвал располагаем южнее станции.

Генеральный план станции представлен на рисунке 8.

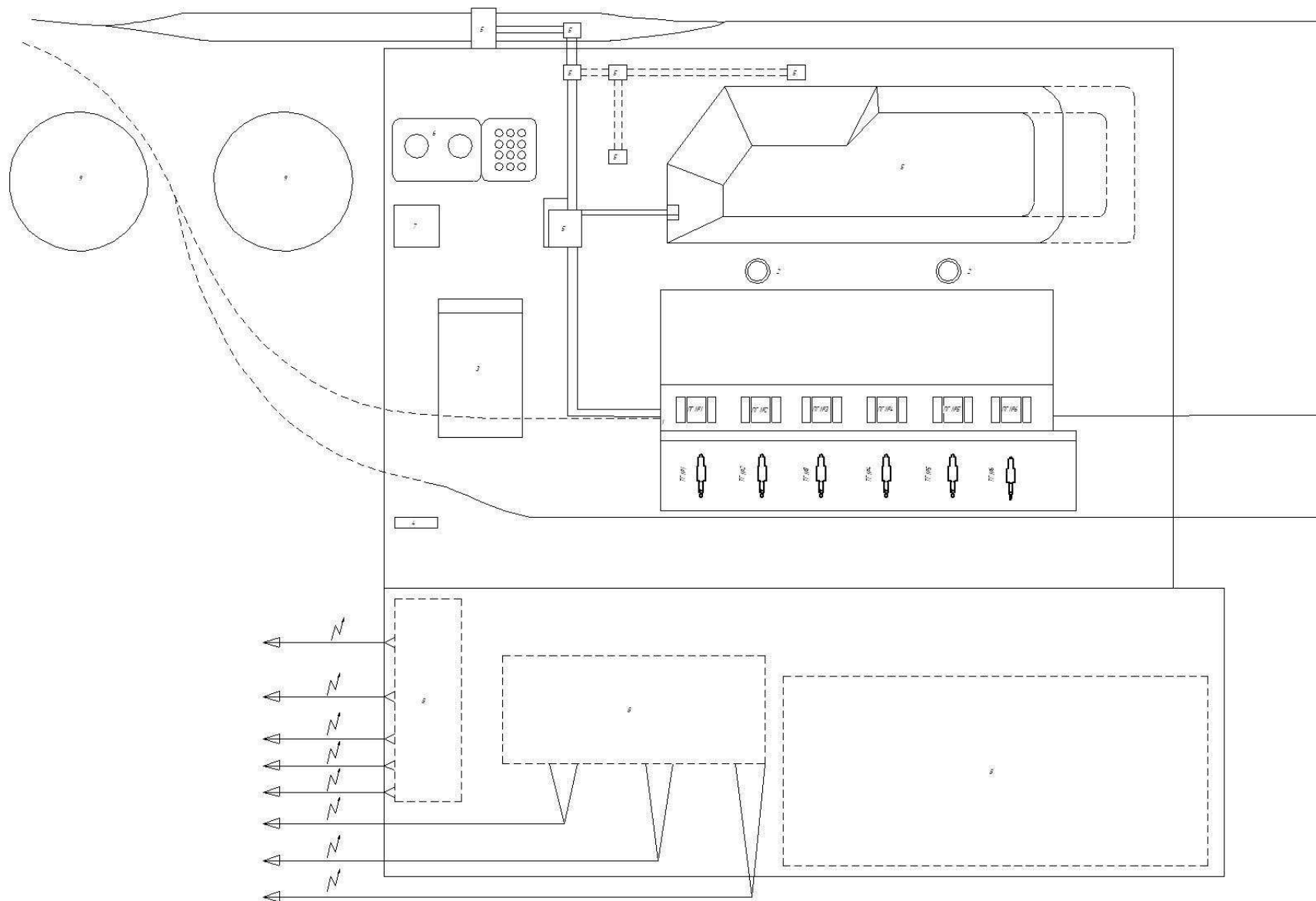


Рисунок 8 – Генеральный план станции

4.2 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом тепловой электростанции называют ее главное здание, внутри которого размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию.

Среди производственных установок и сооружений электростанции главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки. Так, в главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения * отработавшего пара турбин и для других целей и т. д.

Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котлов, шлак и зола при использовании твердых топлив и т. д. Из главного корпуса выводится конечная продукция электростанции - электрическая энергия, а на теплоэлектроцентралях, кроме того, и тепловая энергия с паром или горячей водой.

В соответствии с установкой в главном корпусе основных энергетических агрегатов - котлов и турбоагрегатов - в состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения) - котельное и турбинное (машинный зал) - и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между котельным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования котлов и турбогенераторов. Промежуточное помещение выполняют многоэтажным (в виде «этажерки»); наличие его способствует устойчивости строительных конструкций главного корпуса, включающих, в частности, колонны наружных (фасадных) стен машинного зала и котельного отделения.

В промежуточном помещении находятся 6 деаэраторов с баками, 24 бункера топлива и оборудование пылеприготовления, которое выполнено однопролетным в виде совмещенного бункерно-деаэраторного помещения. Кроме того, в нем размещены трубопроводы, электрическое распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты, в том числе блочные щиты управления. Эти щиты размещены на основном уровне обслуживания, составляющем 9 м и совпадающем с таковым в помещениях турбоагрегатов и котлов. Совмещенное бункерно-деаэраторное помещения входят в состав котельного отделения. Котельное помещение электростанции на твердом топливе включает бункерное отделение с 24 бункерами, в которых обеспечивается запас топлива, и котельное помещение с шестью котлами с вспомогательным оборудованием. На пылеугольных электростанциях с индивидуальным пылеприготовлением оборудование пылеприготовления размещено в бункерном отделении, но быстроходные угольные мельницы расположены в основном котельном помещении. В машинном зале расположены шесть турбоагрегатов Т-250/300-240-Д с вспомогательным оборудованием (регенеративные и сетевые подогреватели, насосы и т.д.)

Дымовые трубы сооружены вблизи главного корпуса со стороны

котельного помещения.

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций, а также отдельных его помещений, указанных выше. Выбор для вновь проектируемой электростанции компоновки главного корпуса имеет большое техническое и экономическое значение. Основным при этом является принцип размещения оборудования главного корпуса в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Компоновка главного корпуса обеспечивает:

- надежное и экономичное осуществление технологического процесса электростанции, всемерную механизацию и автоматизацию ее рабочих процессов, удобное обслуживание оборудования;
- экономичность сооружения, снижение затрат на строительные конструкции, материалы, линии коммуникаций, связывающие между собой элементы оборудования;
- специализацию методов и сокращение сроков сооружения и монтажа электростанции, ремонта ее оборудования;
- должные санитарно-гигиенические условия труда персонала электростанций и населения окружающего района;
- выполнение требований правил техники безопасности и противопожарной охраны.

Компоновка главного корпуса способствует осуществлению полной механизации рабочих процессов, максимальной их автоматизации, удобному управлению работой оборудования, предусматривает целесообразные места для щитов управления, возможность дистанционного и централизованного управления.

Вокруг оборудования предусмотрены проходы и площадки, необходимые для обслуживания, выемки деталей оборудования и его ремонта. Для монтажа и ремонта оборудования установлены грузоподъемные механизмы (мостовые краны, электротали и т. п.); в машинном зале предусмотрены монтажные площадки.

Размеры площадей для обслуживания и ремонта оборудования удовлетворяют одновременно требованиям экономичности и надежности Эксплуатации.

Компоновка главного корпуса предусматривает установку газоочистных устройств и расчетной дымовой трубы, обеспечивающей чистоту воздуха в районе электростанции.

Помещения электростанции, особенно площадки обслуживания и ремонта, имеют хорошее, по возможности естественное, освещение и приток свежего воздуха (аэрацию) нужной температуры; предусмотрены устройства искусственной вентиляции. В помещениях щитов управления осуществляется кондиционирование воздуха и при отсутствии естественного освещения использованы лампы дневного света.

При размещении оборудования выполняются требования

противопожарных правил и техники безопасности. Так, элементы масляного хозяйства турбины удалены от горячих ее поверхностей и паропроводов; Соблюдены правила прокладки мазутопроводов и газопроводов, размещения Компрессоров и воздушных ресиверов и т. д.

Компоновка главного корпуса увязана с компоновкой электростанции в целом, т. е. с ее генеральным планом. Технически целесообразно и экономично осуществлены внешние коммуникации главного корпуса: подача топлива в котельную, удаление шлаков и золы из котельной; отвод из котельной дымовых газов; подвод и отвод охлаждающей воды конденсаторов турбин; вывод электрического тока, пара и горячей воды для внешних потребителей.

Котельное и турбинное оборудование размещено в разных помещениях из-за необходимости обеспечения повышенной чистоты помещения турбогенераторов, нуждающихся в особом наблюдении за состоянием зазоров и вращающихся узлов; из-за стремления разделить взрывоопасное оборудование (генератор с водородным охлаждением, пылесистему и газоходы котла); из-за разной высоты котельного и турбинного оборудования, разных их габаритов и веса основных частей, что привело к применению неодинаковых грузоподъемных механизмов и т. д.

Технологическая схема производства энергии, габариты ее оборудования и условия обслуживания удовлетворяют строительным требованиям (наивыгоднейшее распределение статических и динамических нагрузок, пролеты между опорными конструкциями зданий, возможности восприятия ветровых нагрузок, нагрузки на фундамент здания и оборудования, световые проемы, этажность, очередность сооружения) таким образом, что обеспечен оптимальный экономический эффект не только в стоимости всего сооружения, но и в показателях его эксплуатации.

Разрез главного корпуса представлен на рисунке 9.

План главного корпуса представлен на рисунке 10

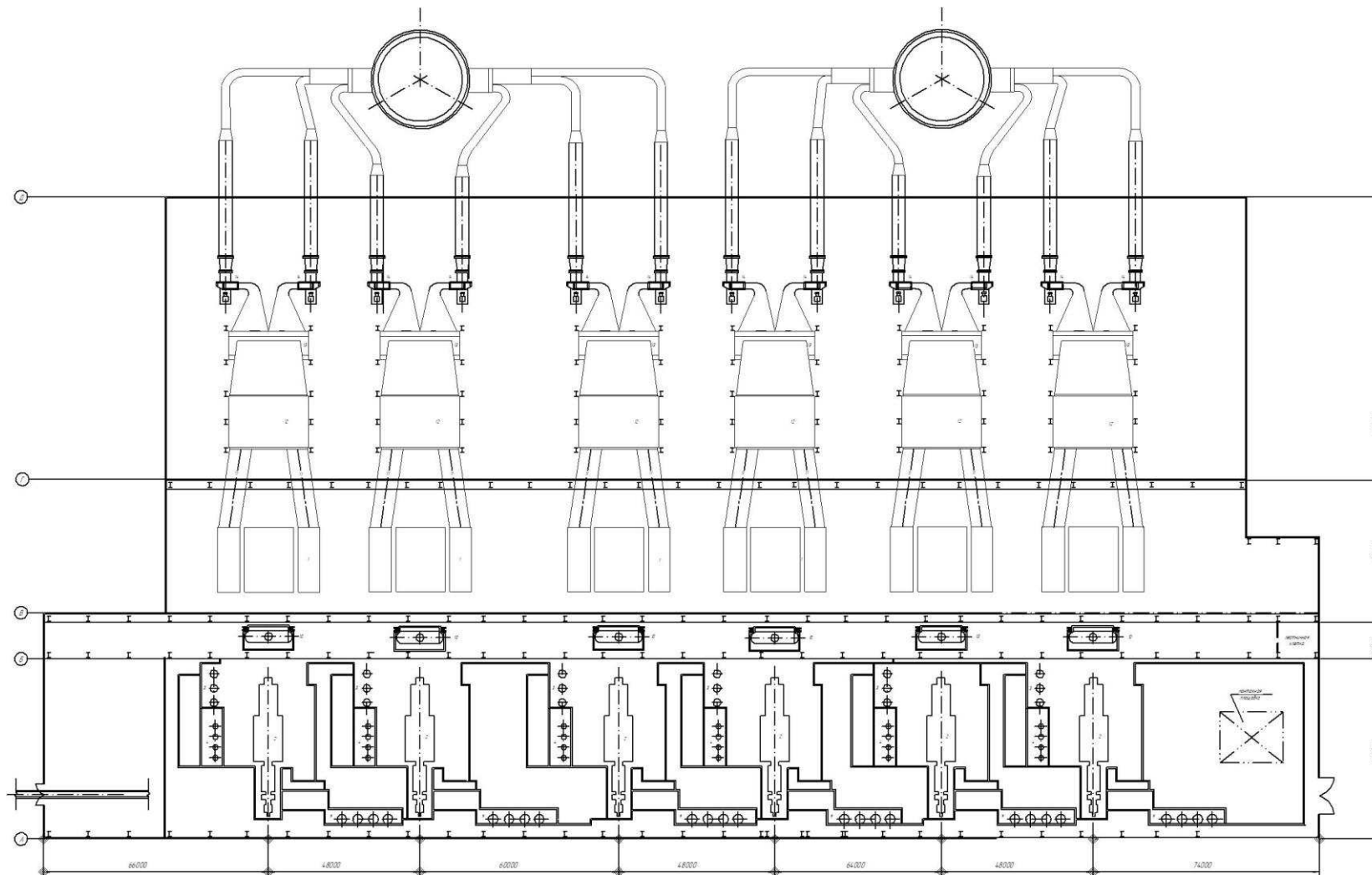


Рисунок 9 – План главного корпуса

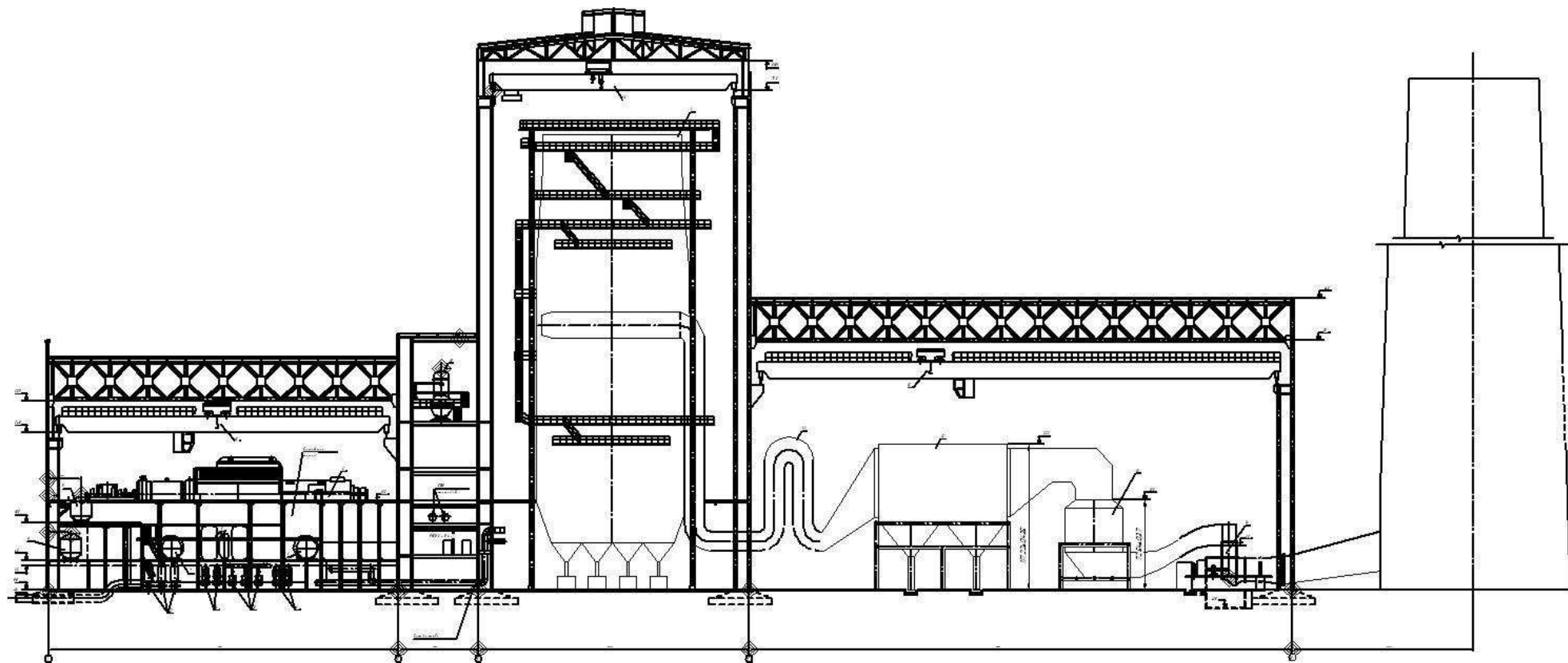


Рисунок 10 – Разрез главного корпуса

4.3 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива по заданию используется Бородинский Б2 бурый уголь со следующими характеристиками, проставленными в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика Бородинского угля

W^p , %	A^p , %	S^p , %	C^p , %	H^p , %	N^p , %	O^p , %	Q_H^p , кДж/кг	V^g , %
33	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	15660	48

4.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Расход натурального топлива на ТЭЦ составит, кг/с:

$$B_{\text{сум}} = n_{\text{T-250}} \cdot B_{\text{T-250}} + n_{\text{T-250}} \cdot B_{\text{T-250}} \quad (115)$$

где $n_{\text{T-250}}$ – количество паровых турбин Т-250/300-240;

$B_{\text{T-250}}$ – расход топлива на работу парогенератора Т-250/300-240;

$$B_{\text{сум}} = 6 \cdot 51,811 = 310,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 1119,118 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$$

4.3.2 Приемные разгрузочные устройства

Число вагоноопрокидывателей принято принимать при расходе топлива от 1250 – 3(один из них резервный)

По расходу топлива на станцию используем два вагоноопрокидывателя бокового. Характеристики вагоноопрокидывателя:

а) число опрокидываний за 1 час – 20/25;

б) теоретическая производительность – 1860/1500 т/ч (при разгрузке 90-тонных и 60-тонных вагонов соответственно);

в) мощность электродвигателей – 100× 2 кВт.

4.3.3 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{\text{сут}} = B_{\text{сум}} \cdot 24 = 1440,1 \cdot 24 = 26858,8 \quad (116)$$

Топливо подается в котельную двумя параллельными линиями ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T} = \frac{26858,8}{21} = 1278,9. \quad (117)$$

где $T=21$ ч – число часов работы топливо подачи.

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

$$B_{л} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a = 1,6^2 \cdot 2 \cdot 0,85 \cdot 320 = 1392,6. \quad (118)$$

где $b=1,6$ – ширина ленты, м;

$c=2$ – скорость ленты [2], м/с;

$\gamma = 0,85$ – насыпной вес топлива [2], т/м³;

$K_a = 320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива по ленте [2].

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

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_{л} \cdot l + 37 \cdot B_{л} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_l, \quad (119)$$

$$W_6 = \frac{900 \cdot 50 \cdot 2 + 2 \cdot 1392,6 \cdot 50 + 37 \cdot 2176 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 355,4$$

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

$H=5$ – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевых барабанов, м;

$K_l=1$ – коэффициент, зависящий от длины ленты [2];

$K_1=900$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты [2].

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эп} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{эд} \cdot \eta_p} = \frac{1,25 \cdot 355,4}{0,95 \cdot 0,95} = 492,2 \quad (120)$$

где $K_3=1,25$ – коэффициент запаса для наклонных конвейеров [2];

$\eta_{эд}=0,95$ – КПД электродвигателя [2];

$\eta_p=0,95$ – КПД редуктора [2].

4.3.4 Дробилки

Применяем на проектируемых блоках двухступенчатое дробление.

Первая стадия (грубого дробления) предполагает дробление крупных кусков топлива непосредственно в приемно-разгрузочных устройствах. Для этой цели используются дробильно-фрезерные машины (ДМФ), которые измельчают топливо на решетках приемных бункеров. В разгрузочных устройствах с трех- и четырех опорными роторными вагонопрокидывателями применяются соответственно две или три дробильно-фрезерные машины, передвигающиеся по рельсам, уложенным перпендикулярно продольной оси вагонопрокидывателя. Мелкое дробление твердого топлива осуществляется в тракте топливоподдачи.

Для этой цели устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления, обеспечивающие измельчение топлива до кусков размером 25мм. Для грубого дробления топлива используют дискозубчатые и валковые дробилки, а для тонкого дробления – молотковые.

По расчетной часовой производительности ленточного конвейера $V_{расч} = 1278,9$ т/ч в качестве дробилок первой ступени выбираем по 4 дробилки ДМН-21х18,5 на каждый вагоноопрокидыватель со следующими характеристиками:

Производительность – 600 т/ч;

Диаметр ротора – 2100 мм;

Длина ротора – 1850 мм;

Частота вращения ротора – 490 об/мин;

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

Производительность – 600-800 т/ч;

Диаметр ротора – 2000 мм;

Длина рабочей части ротора – 2000 мм;

Частота вращения ротора – 595 мин-1;

Наибольший размер загружаемых кусков – 600 мм;

Размер выходящих кусков – до 15 мм;

Мощность электродвигателя – 800 кВт.

Емкость бункера сырого угля, м³:

$$V_6 = \frac{B_q^{\max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_3} = \frac{51,8 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 2742,93. \quad (121)$$

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

$K_3 = 0,8$ – коэффициентом заполнения бункера [2];

$\gamma_T^{\max} = 0,85$ – насыпной вес угля [2].

Для подачи угля из бункера используем ленточные питатели сырого угля с шириной ленты 800 мм, длиной 3,2 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м 270 м³/ч, требуемая мощность - 4.5 кВт.

4.3.5 Топливные склады

Емкость склада угля рассчитываем на месячный расход при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м²:

$$F = \frac{24 \cdot B \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \phi} = \frac{24 \cdot 1119,1 \cdot 30}{30 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 52664,35. \quad (122)$$

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

$h = 30$ – высота штабеля, м;

$\phi = 0,8 - 0,9$ – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания)

топлива в штабеле [2].

4.3.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Для сжигания бородинского бурого угля применяем схему пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми мельницами. Устанавливаем четыре мельницы на котел.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_M = \frac{1,8 \cdot B}{n \cdot K_{\text{до}}} = \frac{1,8 \cdot 51,811}{5 \cdot 1,3} = 51,652. \quad (123)$$

где $n = 5$ – количество мельниц на котле;

$K_{\text{до}} = 1,3$ – коэффициент размолоспособности [6].

Выбираем мельницы ММТ 2000/2590/750 в количестве 4 штук, которые имеют следующие характеристики: производительность - 63 т/ч; частота вращения - 750 об/мин.

4.3.7 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Дутьевой вентилятор выбирается по производительности и напору, на котел устанавливаем два дутьевых вентилятора.

Производительность дутьевого вентилятора определяется расходом воздуха, необходимым для горения топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке и присосов по тракту котла, м³/кг:

Теоретический объем воздуха, м³/кг:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \quad (190)$$

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (42,6 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13,2 = 4,19$$

Теоретический объем азота, м³/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}, \quad (124)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,19 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,283.$$

Теоретический объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100}, \quad (125)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{42,6 + 0,375 \cdot 0,2}{100} = 0,796.$$

Теоретический объем водяных паров, м³/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (126)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,19 = 0,809.$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0, \quad (127)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 0,809 + 0,796 + 3,283 = 4,888.$$

Полный объем газов, м³/кг:

$$V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^0 + (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_B^0 \quad (128)$$

$$V_{\Gamma} = 4,19 + (1,28 - 1) \cdot 4,888 = 6,05,$$

Объемный расход дымовых газов, м³/кг:

$$V = V_{\Gamma} \cdot B_{\text{сум}} \quad (129)$$

$$V = 6,05 \cdot 400,04 = 1880,68$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с:

$$V_{\text{дв}} = 1,05 \cdot B_p \cdot V_B^0 \cdot (\alpha_{\Gamma} - \Delta\alpha_{\Gamma} - \Delta\alpha_{\text{пт}} + \Delta\alpha_{\text{взп}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273}, \quad (130)$$

$$V_{\text{дв}} = 1,05 \cdot 51,8 \cdot 4,14 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 293,12$$

где $B_p = 51,8$ – расчетный расход топлива, кг/с;

$\alpha_{\Gamma} = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1.2 [8];

$\Delta\alpha_{\Gamma} = 0,08$ – присос воздуха в топке [8];

$\Delta\alpha_{\text{плу}} = 0$ – присос воздуха в системе пылеприготовления [7];

$\Delta\alpha_{\text{взп}} = 0,05$ – относительная утечка воздуха в ВЗП [7];

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

V_B^0 – теоретический объем воздуха, требуемый для сжигания 1 кг угля, м³/кг.

Напор дутьевого вентилятора принимаем равным сопротивлению воздушного тракта котельного агрегата [2] $H_{\text{дв}} = 4$ кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1.1$:

$$H_{\text{дв}}^p = \beta_2 \cdot H_{\text{дв}} = 1,1 \cdot 4 = 4,4. \quad (131)$$

Выбираем 3 дутьевых вентилятора типа ВДН-28-Пу с характеристиками:

Производительность – 430/345 тыс. м³/ч;
 КПД – 85 %;
 Частота вращения - 740/590 об/мин;
 Мощность – 1000/500 кВт;
 Расчетная производительность вентилятора м³/с:

$$V_d = B \cdot \left(V_G^0 - (\alpha_d - 1) \cdot V_B^0 \cdot \frac{t_d + 273}{273} \right) \quad (132)$$

$$V_d = 51,8 \cdot \left(4,888 - (1,5 - 1) \cdot 4,19 \cdot \frac{160 + 273}{273} \right) = 423,739$$

Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{\text{пот}}=3$ кПа[1]. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{\text{пот}} = 1,1 \cdot 3 = 3,3 \quad (133)$$

Выбираем 2 дымососа типа Д-25х2-ШБ с характеристиками:
 Производительность – 650 тыс. м³/ч;
 КПД – 68 %;
 Частота вращения - 585 об/мин;
 Мощность – 1290 кВт;

5 Охрана окружающей среды

5.1 Золоулавливание

Для уменьшения выбросов в атмосферу применяется высокоэффективная система золоулавливания с двумя электрофильтрами типа ЭГАВ1-30-12-6-3. с степенью улавливания 99%. Характеристики представлены в таблице 8

Таблица 8 – Характеристики электрофильтра

Тип	ЭГАВ1-30-12-6-3
Максимальная температура в эл. Фильтре, °С	300
Максимальное разряжение в электрофильтре, кПа	5
Проектные параметры золоулавливающей установки:	
Температура газов перед электрофильтром, °С	135
Входная запыленность дымовых газов	90 г/м ³
Выходная запыленность дымовых газов	0,1 г/м ³
Степень очистки дымовых газов	99 %
Максимальный объем дымовых газов на входе	1350 тыс. м ³ /час
Аэродинамическое сопротивление э/ф	15 – 20 кг/м ²
Количество электрофильтров на один энергоблок	1

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

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{УН}} \cdot A^{\text{Р}} + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}{32700}, \quad (134)$$

где $B = 51,8$ кг/с – часовой расход сжигаемого топлива;

$A^{\text{Р}} = 4,7$ % – зольность рабочей массы топлива;

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

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

$Q_{\text{Н}}^{\text{Р}} = 15660$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot 51,8 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 7,4 + 0,01 \cdot 51,8 \cdot 3600 \cdot 0,5 \cdot \frac{15660}{32700} = 13156,9$$

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

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВЫХ}} = M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{ЗУ}}}{100}, \quad (135)$$

где $M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}}$ – расход золы, поступающей в золоуловитель, кг/ч;

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

$$M_{30Л}^{ВЫХ} = 13156,9 \cdot \frac{100-99}{100} = 131,57$$

5.2 Золоудаление

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

Для транспортирования шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу. Имеется две нитки, одна из которых рабочая, другая резервная. На золошлакоотвале вода осветляется, насосами перекачивается обратно на станцию.

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

$$M_{шл,з} = 0,01 \cdot B \cdot \left(A^P + q_4 \cdot \frac{Q_H^P}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{ун} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{зу}}{100} \right) \right), \quad (136)$$

где B – суммарный расход топлива, кг/ч;

A^P – зольность рабочей массы топлива, %;

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

$Q_H^P = 15660$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

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

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

$$M_{шл,з} = 0,01 \cdot 51,8 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15660}{32700} \right) \cdot \left(1 - 0,95 \cdot \left(1 - \frac{99}{100} \right) \right) = 3,92$$

Расход золы, кг/с:

$$M_{30Л} = M_{30Л}^{ВХ} - M_{30Л}^{ВЫХ} = 3,92 - \frac{131,5}{3600} = 3,884 \quad (137)$$

Расход шлака, кг/с:

$$M_{шл} = M_{шл,з} - M_{30Л} = 3,92 - 3,884 = 0,04 \quad (138)$$

Расход воды, кг/с:

$$M_B = 12 \cdot M_{шл} \cdot M_{30Л} = 12 \cdot 0,04 \cdot 3,884 = 1,704 \quad (139)$$

Расчетный расход пульпы [2], т/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{ш}}}{\gamma_{\text{ш}}} + \frac{M_{\text{з}}}{\gamma_{\text{з}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{3,6 \cdot 0,04}{0,5} + \frac{3,6 \cdot 3,88}{0,4} + \frac{3,6 \cdot 1,7}{1} = 41,35 \quad (140)$$

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

$\gamma_{\text{ш}} = 0,5, \gamma_{\text{з}} = 0,4, \gamma_{\text{в}} = 1$ – соответственно, удельный вес шлака, золы и воды

Диаметр шлакозолопровода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 41,35}{3600 \cdot \pi \cdot 1,7}} = 0,369, \quad (141)$$

где $v = 1,7$ м/с – расчетная скорость пульпы.

По расчетному расходу пульпы выбираем багерный насос типа 3 Гр-8 с характеристиками [2]:

производительность – 35-75 м³/ч;

давление на выходе из насоса 0,17-0,135 МПа;

мощность на валу насоса 3,33-4,7 кВт;

мощность электродвигателя 10 кВт;

частота вращения ротора 1450 об/мин;

диаметр рабочего колеса – 225 мм;

В багерной насосной устанавливаем три насоса: один рабочий, один резервный, один в ремонте

5.3 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы

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:

$$M_{\text{з}} = 10 \cdot B \cdot (A^{\text{p}} + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{32700}) \cdot a_{\text{уН}} \cdot (1 - \eta_{\text{зу}}) \quad (142)$$

$$M_{\text{з}} = 10 \cdot 310,8 \cdot (4,7 + 0,5 \cdot \frac{15660}{32700}) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,99) = 466,14$$

Выбросы оксидов азота, г/с:

$$M_{\text{NO}_x} = 0,03 \cdot K \cdot \beta_1 \cdot B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot (1 - \frac{q_4}{32700}) \cdot (1 - \eta_{\text{очис}}) \quad (143)$$

$$M_{\text{NO}_x} = 0,034 \cdot 7,38 \cdot 310,8 \cdot 0,55 \cdot 15660 \cdot (1 - \frac{0,5}{100}) \cdot (1 - 0,6) = 259,7$$

где $K = \frac{12 \cdot D_{\text{пе}}}{200 + D_{\text{пе}}} = 7,385$ - коэффициент, зависящий от режима работы котла.

B - расход топлива, кг/с;

$\beta_1 = 0,55$ - поправочный коэффициент, учитывающий качество

сжигаемого топлива и способ шлакоудаления.

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{S_2O} = 20 \cdot B \cdot S_p (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \cdot (1 - \eta_{очис}) \quad (144)$$

$$M_{S_2O} = 20 \cdot 400 \cdot 0,2 \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0,6) = 298,4$$

где η'_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе.

F - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осаждения вредных веществ в атмосфере:

$F = 1$ - для газообразных выбросов

$F = 2$ - для золы

Приведенная масса вредных примесей, г/с:

$$M = M_{SO_2} + \frac{ПДК_{cc}^{SO_2}}{ПДК_{cc}^{NO_x}} \cdot M_3 + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_x}} \cdot M_{NO_x} \quad (145)$$

$$M = 298,4 + \frac{0,5}{0,5} \cdot 466 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 259,7 = 2292,5$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы и оксидов азота по сравнению с оксидами серы.

Для сравнения были просчитаны выбросы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4 и результаты приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Вредные выбросы ТЭЦ

Наименование показателя	ТЭЦ-5	ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4
Выбросы золы, г/с	466,1	5487
Выбросы оксидов азота, г/с	259,7	732,8
Выбросы оксидов серы, г/с	298,4	829,8

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot n \cdot \eta}{ПДК_{SO_2}}} \times \sqrt[3]{\frac{N}{V_r \cdot \Delta t}} \quad (146)$$

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

$F = 2$ – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений ;

$m = 0,8$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей

выхода газов из устья трубы;

$N = 2$ – число труб;

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

$C_{\text{пд}}$ – предельно допустимая концентрация вредных примесей, $\text{мг}/\text{м}^3$;

Δt – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$;

M – суммарный выброс загрязняющего вещества $\text{г}/\text{с}$;

Принимаем высоту трубы равную $H = 180\text{м}$. Далее находим следующие коэффициенты.

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta t} \quad (147)$$

где $D_0 = 7,6$ – диаметр устья трубы, м.

$\omega_0 = 35\text{м}/\text{с}$ – скорость в устье дымовой трубы;

$$f = \frac{10^3 \cdot 35^2 \cdot 7,5}{180^2 \cdot 100} = 2,836$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,836} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,836}} = 0,758 \quad (148)$$

Находим минимально допустимую высоту дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 398,58 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 0,8}{0,5}} \times \sqrt[3]{\frac{1}{398,58 \cdot 110}} = 155,74$$

Принимаем ранее принятую высоту.

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (149)$$

где $d_0 = 7,6$ м – диаметр устья трубы;

$\omega_0 = 35$ м/с – скорость газов в устье трубы [3];

$v = 5$ м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли [3];

$\varphi = 1,63$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [3];

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = 180 + 1,9 \cdot \frac{7,6 \cdot 235}{5 \cdot 1,63} = 241,1$$

6 Гидравлический расчет тепловой сети.

Так как имеются две основные ветки теплосетей на Красноярск с расходом воды 15000 т/ч и Железногорск с расходом воды 8000т/ч производим расчет потери давления в трубопроводе для установки дополнительных насосных станций.

Суммарная потеря давления, Па:

$$H = h \cdot L \quad (150)$$

Потери давления на трение на 1 метр длинны трубы, н/м²:

$$h = \frac{\lambda \cdot c^2 \cdot \rho}{2 \cdot d_B} \quad (151)$$

Скорость теплоносителя, м/с:

$$c = \frac{G}{\frac{\pi}{4} \cdot d_B^2 \cdot \rho} \quad (152)$$

Для теплосетей до города Красноярск:

Скорость теплоносителя, м/с:

$$c = \frac{4167}{\frac{\pi}{4} \cdot 1,4^2 \cdot 917,8} = 2,949$$

$$h = \frac{0,012 \cdot 2,9^2 \cdot 917,8}{2 \cdot 1,4} = 34,209$$

Суммарная потеря давления, Па:

$$H = 34,2 \cdot 20000 = 684182,7$$

Для теплосетей до города Железногорска:

Скорость теплоносителя, м/с:

$$c = \frac{2222}{\frac{\pi}{4} \cdot 1,2^2 \cdot 917,8} = 2,14$$

Потери давления на трение на 1 метр длинны трубы, н/м²:

$$h = \frac{0,012 \cdot 2,14^2 \cdot 917,8}{2 \cdot 1,2} = 21$$

Суммарная потеря давления, Па:

$$H = 21 \cdot 20000 = 420632,9$$

Допустимый предел падения давления 500000 Па.

Потери давления на ветке до Железногорска в пределах допустимого, до

Красноярска потери слишком большие, что влечет за собой установку насосной станции на 12 километре трубопровода.

Следующее действие это составление пьезометрического графика тепловой сети. На рисунке 11 представлен график, а также система подключение потребителей к теплоцентрали.

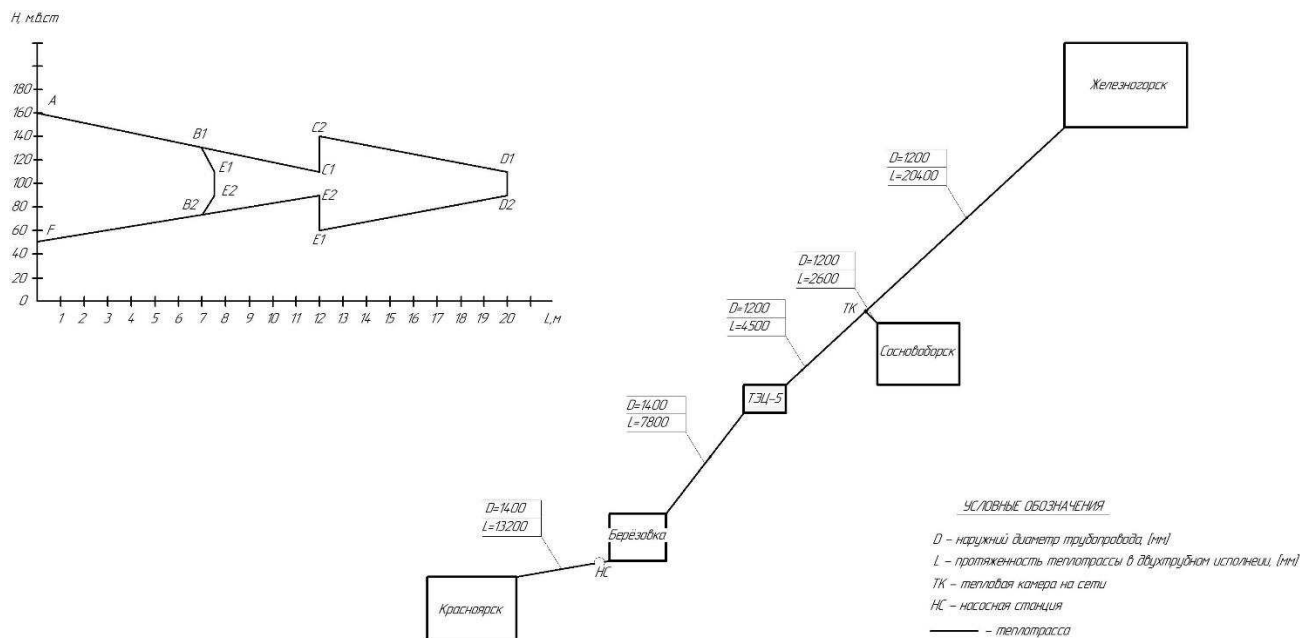


Рисунок 11 – Схема тепловой сети

На графике линии А-С1 нитку теплосети от станции до насосной станции, которая создает подъем давления соответствующий линии С1-С2, далее линия С2-Д1 соответствует падению давления от насосов до города Красноярска и линия Д1-Д2 изменение давления при прохождении города Красноярска. Также имеется ответвление В1-В2 это теплосеть для пгт. Березовка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного проекта был выполнен проект создания Красноярской ТЭЦ-5. На ТЭЦ для покрытия необходимых тепловых и электрических нагрузок установлены шесть турбины Т-250/300-240-Д и шесть котлов ПП-1000-25-545БТ (П-64-3). В качестве топлива используется Бородинский Б2 бурый уголь. Данный проект включает в себя следующие расчеты: – расчет тепловой схемы, в результате которого были определены все неизвестные параметры; – расчет технико-экономических показателей, в результате которого были определены удельные расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии. Был также произведен выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет топливного хозяйства и дымовой трубы. Произведен расчет себестоимости тепловой и электрической энергии, срок окупаемости составил 10 лет. В качестве индивидуального задания был произведен гидравлический расчет тепловой сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

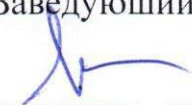
1. Астраханцева, И. А. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учебно-методическое пособие / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова. – Красноярск : БИК СФУ, 2014. – 35 с.
2. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 1991. – 43 с.
3. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : учеб. пособие для вузов / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1967. – 315.
4. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм – 2001 – 06. Теплосиловое оборудование. М. : Госстрой России, 2003. – 94 с.
5. Государственные сметные нормативы. Федеральные Единичные расценки на монтаж оборудования. ФЕРм 81-03-ОП-2001 Общие положения. Москва : 2014. – 58 с.
6. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 1991. – 43 с.
7. Ривкин, С.Л., Теплофизические свойства воды и водяного пара: учеб. пособие / Ривкин С.Л. Александров А.А. – М. : Энергоатомиздат, 1984 – 408 с.
8. Деринг, И.С. Котельный агрегат : методические указания / Дубровский В.А., Охорзина Т.И. – Красноярск : 1997 – 52 с.
9. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2012 ; введ. 30.12.13. – Красноярск : ИПК СФУ, 2013. – 60 с.

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

« 09 »



2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Красноярской ТЭЦ-5

тема

Руководитель


08.07.2019
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

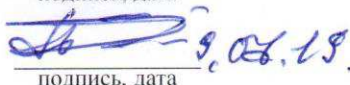
С.В. Пачковский
инициалы, фамилия

Выпускник

04.07.19
подпись, дата

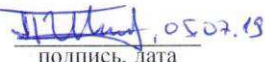
К.В. Белокопытов
инициалы, фамилия

Тех. контроль


подпись, дата

С.А. Михайленко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

П.В. Шишмарев
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

« 09 » 2019 г.

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

Студенту Белокопытову Кириллу Владимировичу
фамилия, имя, отчество студента

Группа ФЭ15-02Б Направление 13.03.01
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект Красноярской ТЭЦ-5

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

Руководитель ВКР С.В. Пачковский, доцент кафедры ТЭС, к.т.н., ПИ СФУ
фамилия, инициалы, ученое звание, должность и место работы

Исходные данные для ВКР г. Красноярск ТЭЦ-5 электрическая мощность 1500 МВт, тепловая мощность – 2500 МВт, топливо – бородинский бурый уголь.

Перечень разделов ВКР вводная часть, расчетная часть, экономическая часть

Перечень графического материала:

Лист 1. Разрез главного корпуса;

Лист 2. План главного корпуса;

Лист 3. Генеральный план станции;

Лист 4. Схема тепловой сети.

Руководитель ВКР 17.06.2019 С.В. Пачковский
дата, подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 17.06.2019 К.В. Белокопытов
дата, подпись инициалы, фамилия

« 16 » 04 2019 г.