

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

Политехнический

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект КЭС 660МВт

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент. к.т.н.

должность, ученая степень

П.В.Шишмарев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.В.Ахалкаци

инициалы, фамилия

Технический контроль

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект КЭС 660 МВт» содержит 65 страниц текстового документа, 13 использованных источников, 6 листов графического материала:

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ.

Цель проекта:

– выбор основного и вспомогательного оборудования.

По результатам экономического расчета был выявлен оптимальный срок окупаемости турбины К–330–240, он составил девять лет и девять месяцев. Произведены расчеты принципиальной тепловой схемы турбины К–330–240. Выбрано вспомогательное. Выбрана система технического водоснабжения – обратная с прудом охладителем. Произведен расчет и выбор сетевого подогревателя.

Полученные результаты расчетов показывают техническую и экономическую привлекательность дипломного проекта К 660 МВт.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 4 |
| 1 Экономическая часть | 6 |
| 1.1 Актуальность дипломного проекта..... | 6 |
| 1.2 Расчет основных технико-экономических показателей проектируемой ТЭС..... | 6 |
| 1.3 Расчет затрат на топливо..... | 7 |
| 1.4 Расходы на оплату труда..... | 9 |
| 1.5 Амортизационные отчисления | 9 |
| 1.6 Расходы на ремонт основных средств | 10 |
| 1.7 Прочие расходы | 10 |
| 1.8 Расчет себестоимости единицы электроэнергии..... | 10 |
| 1.9 Расчет срока окупаемости станции..... | 13 |
| 2 Расчетная часть..... | 16 |
| 2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету..... | 16 |
| 2.2 Определение параметров по элементам схемы | 20 |
| 2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды | 22 |
| 2.4 Определение расхода пара на турбину..... | 23 |
| 2.5 Баланс пара и конденсата..... | 24 |
| 2.6 Расчет регенеративной схемы | 25 |
| 2.7 Расчет ПВД..... | 25 |
| 2.8 Расчет деаэратора | 27 |
| 2.9 Расчет ПНД..... | 28 |
| 2.10 Составление теплового и материального баланса | 30 |
| 2.11 Расчет технико-экономических показателей работы станции..... | 31 |
| 2.12 Выбор вспомогательного оборудования ТЭС | 34 |
| 3 Общая часть | 38 |
| 3.1 Генеральный план..... | 38 |
| 3.2 Компоновка главного корпуса | 39 |
| 3.3 Система технического водоснабжения..... | 39 |
| 3.1 Золоудаление..... | 40 |
| 3.2 Определение расхода топлива на КЭС и выбор приемных разгрузочных устройств | 42 |
| 4 Индивидуальное задание..... | 48 |
| 4.1 Исходные данные..... | 48 |
| 4.2 Определение поверхности нагрева подогревателя | 48 |
| 4.3 Определение основных конструктивных размеров сетевого подогревателя..... | 49 |
| 4.4 Компоновка трубного пучка..... | 51 |
| 4.5 Компоновка межтрубного пространства..... | 51 |
| 4.6 Размеры патрубка | 53 |
| 4.7 Расчет элементов подогревателя на прочность | 53 |
| 5 Охрана окружающей среды | 58 |

| | |
|--|----|
| 5.1 Расчет содержания вредных веществ в продуктах сгорания | 58 |
| 5.2 Расчет дымовой трубы | 61 |
| 5.3 Золоулавливание | 63 |
| Заключение | 64 |
| Список использованных источников | 65 |

ВВЕДЕНИЕ

Необходимость электрической энергии для современного производства и быта человека общеизвестна. Путем различных видов преобразования природных ресурсов в энергию обществу удалось улучшить качество жизни.

Промышленное значение имеет тепловая химически связанная энергия органического топлива, гидравлическая энергия рек, энергия деления атома ядра. Основными являются тепловые электрические станции на органическом топливе, которые производят около 75% электроэнергии в мире и около 80% электроэнергии в нашей стране.

Основным назначением электрических станций является выработка электрической энергии для снабжения ею промышленного и сельскохозяйственного производства, коммунального хозяйства и транспорта. Часто электростанции обеспечивают также предприятия и жилые дома паром и горячей водой.

На электростанциях, предназначенных только для производства электроэнергии, устанавливаются паровые турбины с глубоким вакуумом в конденсаторе, так как чем ниже давление пара на выходе из турбины, тем большая часть энергии рабочей среды превращается в электрическую. При этом основной поток пара конденсируется в конденсаторе, и большая часть содержащейся в нем энергии теряется с охлаждающей водой.

Тепловые электрические станции, предназначенные только для производства электроэнергии, называют конденсационными электрическими станциями (КЭС). Работающие на органическом топливе КЭС строят обычно вблизи мест добычи топлива.

На территории Алтайского края функционируют 12 крупных и средних предприятий (организаций) и структурных подразделений промышленных предприятий, занимающихся по вопросам производства, передач и распределения электроэнергии и тепла.

По данным Системного оператора ЕЭС России потребление электроэнергии в Алтайском крае за 2015 год составляет 10681,6 млн. кВт·ч. По данным Риа рейтинг рейтинг регионов по уровню недостаточности в 2015 году для Алтайского края и Республики Алтай по производству электроэнергии за вычетом внутреннего потребления составляет: -3189,1 млн кВт ч (70,1%).

Для обеспечения безопасности региона, в рамках принятой энергетической стратегии Алтайского края до 2020 года, остро стоит вопрос создания собственных генерирующих мощностей по выработке электроэнергии. Подобрана площадка для строительства КЭС, решены вопросы охраны окружающей среды. Предложены варианты выдачи электрической энергии в сети энергосистемы Алтайского края. В данном проекте представлена разработка КЭС установленной электрической мощностью 660 МВт и тепловой нагрузкой 60 МВт, состоящая из двух блоков мощностью 330 МВт каждый. Вы-

полним расчет тепловой схемы одного энергоблока и определим его технико-экономические показатели.

1 Экономическая часть

1.1 Актуальность дипломного проекта

Актуальность дипломного проекта обоснована тем, что строительство алтайской КЭС вблизи Мунайского месторождения с разведанными запасами в 34 млн. тонн, в первую очередь, данный проект сможет обеспечить независимость в электрической энергии Алтайского края и региона в целом, это позволит снизить стоимость электроэнергии на 10-15%, и лишит необходимости закупки сырья и энергии с близлежащих регионов.

Полезные ископаемые Алтайского края представлены богатыми месторождениями полиметаллов, поваренной соли, каменного угля, мирабилита, соды. Имеются железные руды, драгоценные металлы. Край знаменит уникальными месторождениями яшм, порфиров, мраморов, гранитов, минеральными термальными и питьевыми водами, лечебными грязями.

Развитие электроэнергетики в период до 2020 г. обуславливается в первую очередь следующими факторами:

- обеспечение ожидаемого роста электропотребления в регионе;
- целесообразность сокращения дефицита собственной электроэнергии;
- необходимость демонтажа или модернизации стареющего энергетического оборудования;
- целесообразность повышения коэффициента использования установленной мощности электростанций и снижения удельных расходов топлива;
- обеспечение необходимой пропускной способности электрических сетей как внутри Алтайской энергосистемы, так и с соседними энергосистемами;
- обеспечение необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей;
- целесообразность совершенствования схем электрической сети и подстанций;
- необходимость повышения режимной управляемости, обеспечения требуемого качества электроэнергии;

Проект строительства ТЭС в целом отвечает основным приоритетным направлениям развития электроэнергетики, согласно которым выработка электроэнергии на ТЭС к 2030 г. возрастёт в 1,7 раза по сравнению с 2009 г.

1.2 Расчет основных технико-экономических показателей проектируемой ТЭС

В дипломном проекте рассчитана себестоимость электрической энергии на проектируемой станции мощностью 660 МВт. В качестве основного оборудования используются: турбины К-330-240 и котельные агрегаты Пп-1000-25-545 (П-64), работающие на твёрдом топливе.

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

$$U_{\text{э}} = U_m + U_{\text{зп}} + U_a + U_{\text{мп}} + U_{\text{пр}}, \quad (1)$$

где U_m – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда;

U_a – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{мп}}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

1.3 Расчет затрат на топливо

Число часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{\text{рем}}, \quad (2)$$

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

$$T_p = 8760 - 2 \cdot 482 = 7796$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, 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, ч, принимается 200-500 меньше T_p .

$$T_{\text{уст}} = 7796 - 300 = 7496$$

$$W = 660 \cdot 7496 = 4947360$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{\text{КЭС}} = W / T_p, \quad (4)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч.

$$P_{КЭС} = 4947360 / 7796 = 634,602$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{бл}} = P_{КЭС} / n_{\text{бл}}, \quad (5)$$

где $n_{\text{бл}}$ – число блоков.

$$P_{\text{бл}} = 634,602 / 2 = 317,301$$

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

$$V_{\text{уст}} = (b_{\text{хх}} \cdot P_{\text{н}} + b_1 \cdot P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{\text{бл}} - P_{\text{эк}})) \cdot T_p \cdot n_{\text{бл}}, \quad (6)$$

где $b_{\text{хх}}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т.у.т./МВт ч.;

$$b_{\text{хх}} = 0,0225 \text{ из табл. А.3 [1].}$$

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

$P_{\text{эк}}$ и $P_{\text{н}}$ – экономическая и номинальная мощности, МВт.

$$\begin{aligned} V_{\text{уст}} &= (0,025 \cdot 330 + 0,293 \cdot 330 + (0,293 - 0,293) \cdot (330 - 330)) \cdot 7796 \cdot 2 = \\ &= 1578210,48 \end{aligned}$$

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

$$V_{\text{неуст}} = V_{\text{Пб-10ч}} \cdot n_{\text{Пб-10ч}} \cdot n_{\text{бл}} + V_{\text{Пх.с}} \cdot n_{\text{Пх.с}} \cdot n_{\text{бл}}, \quad (7)$$

где $V_{\text{Пб-10ч}}$ и $V_{\text{Пх.с}}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6–10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т.;

$n_{\text{Пб-10ч}}$ и $n_{\text{Пх.с}}$ – число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов и из холодного состояния.

$$V_{\text{неуст}} = 85 \cdot 10 \cdot 2 + 150 \cdot 2 \cdot 2 = 2300$$

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

$$V = V_{\text{уст}} + V_{\text{неуст}}, \quad (8)$$

$$V = 1578210,48 + 2300 = 1580510,48$$

Затраты на топливо, млн. руб./год:

$$U_T = C \cdot B \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где C – цена топлива, руб./т у.т.

$$U_T = 1300 \cdot 1580510,48 \cdot 10^{-6} = 2054,664$$

1.4 Расходы на оплату труда

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

$$U_{ЗП} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{ЗП} \cdot 10^{-6}, \quad (10)$$

где $n_y = 0,39$ – штатный коэффициент, чел./МВт;

$\Phi_{ЗП} = 228000$ – средняя зарплата одного работника за год;

$N_y = 660$ – установленная мощность КЭС, МВт/ч.

$$U_{ЗП} = 660 \cdot 0,39 \cdot 228000 \cdot 10^{-6} = 58,687$$

1.5 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (11)$$

где H_a – средняя норма амортизации станции в целом;

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

$$K = (K' + K_{\text{бл}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{y\theta} \quad (12)$$

где K' и $K_{\text{бл}}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, млн. руб.;

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{y\theta}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года;

$$K = (74,02 + 36 \cdot (2 - 1)) \cdot 1,11 \cdot 169,75 = 20730,243$$

$$U_a = 20730,243 \cdot \frac{7,5}{100} = 1554,768$$

1.6 Расходы на ремонт основных средств

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{mp} = K \cdot H_{mp}, \quad (13)$$

где H_{mp} – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений.

$$U_{mp} = 20730,243 \cdot \frac{6}{100} = 1243,815$$

1.7 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю
- и др.

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

$$U_{np} = 0,2 \cdot (U_a + U_{mp} + U_{зн}) + COЦ \quad (14)$$

где COЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды по ставке 30% от расходов на оплату труда.

$$U_{np} = 0,2 \cdot (1554,768 + 1243,815 + 58,687) + 0,3 \cdot 58,687 = 589,06$$

Эксплуатационные расходы составляют, млн. руб./год:

$$U_{э} = 2054,664 + 58,687 + 1554,768 + 1243,815 + 589,06 = 5500,994$$

1.8 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт ч:

$$W_{omn} = W \cdot (1 - a_{ch}), \quad (15)$$

где a_{ch} – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции;

$$W_{omn} = 4947360 \cdot (1 - 0,038) = 4759360,32$$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{omn}^{\vartheta} = U_{\vartheta} / W_{omn}, \quad (16)$$

$$U_{omn}^{\vartheta} = 5500,994 / 4759360,32 = 1,156$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{выр}^{\vartheta} = U_{\vartheta} / W, \quad (17)$$

$$U_{выр}^{\vartheta} = 5500,994 / 4947360 = 1,112$$

Во втором варианте установленная мощность КЭС остается без изменения, состав основного оборудования: 4 блока К-165-130 с котельными агрегатами 670 т/ч.

Расчет второго варианта представлен в таблице 1.1, методика расчета остается прежней.

Таблица 1.1 – Результаты расчета ТЭП

| Наименование показателя | Значение показателя |
|---|---|
| Число часов фактической работы турбоагрегата, ч. | $T_p = 8760 - 2 \cdot 382 = 7996$ |
| Выработка установленной мощности на КЭС, МВт/ч. | $W = 660 \cdot 7996 = 5079360$ |
| Средняя нагрузка электростанции, МВт. | $P_{КЭС} = 5079360 / 7996 = 635,238$ |
| Средняя нагрузка блока, МВт. | $P_{bl} = 635,238 / 4 = 158,809$ |
| Годовой расход топлива, т у.т./год. | $B_{уст} = (0,0212 \cdot 165 + 0,302 \cdot 165 + (0,302 - 0,302) \cdot (165 - 165)) \cdot 7996 \cdot 4 = 1645846,752$ |
| Потери топлива в неустановившемся режиме, т у.т./год. | $B_{неуст} = 15 \cdot 10 \cdot 4 + 40 \cdot 2 \cdot 4 = 920$ |

| | |
|--|--|
| Расход топлива на КЭС, т у.т./год. | $B = 1645846,752 + 920 = 1646766,752$ |
| Затраты на топливо, млн. руб./год. | $U_T = 1300 \cdot 1646766 \cdot 10^{-6} = 2140,797$ |
| Расходы по оплате труда, млн. руб./год. | $U_{зп} = 660 \cdot 0,46 \cdot 228000 \cdot 10^{-6} = 69,221$ |
| Амортизационные отчисления, млн.руб./год | $U_a = 23236,772 \cdot \frac{7,5}{100} = 1742,758$ |
| Расходы по ремонтному обслуживанию, млн. руб./год. | $U_{mp} = 23236,772 \cdot \frac{6}{100} = 1394,206$ |
| Прочие расходы, млн. руб./год | $U_{np} = 0,2 \cdot (1742,758 + 1394,206 + 69,221) + 0,3 \cdot 69,221 = 662,003$ |
| Эксплуатационные расходы млн.руб./год. | $U_s = 2140,797 + 69,221 + 1742,758 + 1394,206 + 662,003 = 6008,95$ |
| Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт ч. | $W_{omm} = 4947360 \cdot (1 - 0,038) = 4752000$ |
| Себестоимость отпущенной энергии, млн. руб./кВт ч. | $U_{omm}^s = 6008,95 / 4759360,32 = 1,263$ |
| Себестоимость выработанной энергии, млн. руб./кВт ч. | $U_{выр}^s = 6008,95 / 5079360 = 1,183$ |

Результаты расчетов двух вариантов сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты расчета ТЭП

| Наименование показателя | Значение показателя | |
|---|---------------------|--------------------|
| | вариант 1 | вариант 2 |
| Установленная мощность, МВт | 660 | 660 |
| Состав основного оборудования | $2 \times K - 330$ | $4 \times K - 165$ |
| Число часов использования установленной мощности, ч./год. | 7496 | 7696 |
| Выработка электроэнергии, МВт ч | 4947360 | 5079360 |

| | | |
|---|------------|------------|
| Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч. | 4759360,32 | 4759360,32 |
| Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч | 0,319 | 0,324 |
| Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч | 0,332 | 0,346 |
| Себестоимость единицы электроэнергии: | 1,112 | 1,183 |
| а) выработанной, кг у.т./кВт ч. | 1,156 | 1,263 |
| а) отпущенной, кг у.т./кВт ч. | | |
| Штатный коэффициент, чел/МВт. | 0,39 | 0,46 |
| Удельные капитальные вложения, млн. руб./МВт. | 20,730 | 23,236 |

Как видно из табл. 1.2 проектируемый блок К-330-240 имеет меньшую себестоимость отпущенной электроэнергии.

Экономический эффект на уровне станции составит, млн.руб./год.

$$\mathcal{E}_{x.p.} = (U_{рек}^{omn} - U_{сцп}^{omn}) \cdot W_{omn}, \quad (18)$$

$$\mathcal{E}_{x.p.} = (1,263 - 1,156) \cdot 4759360,32 = 507,991$$

где $U_{рек}^{omn}$ – себестоимость единицы отпущенной энергии по сопоставляемому варианту, руб./кВт ч.;

$U_{сцп}^{omn}$ – себестоимость единицы отпущенной энергии по рекомендуемому варианту основного обоснования, руб./кВт ч.;

W_{omn} – годовой отпуск по рекомендованному варианту, МВт ч.

Рекомендуемый вариант является предпочтительным по производству электроэнергии и на уровне предприятия годовой экономический эффект составляет 507,991 млн. руб./год.

1.9 Расчет срока окупаемости станции

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого общий объем капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Соотношение между доходами и расходами по реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Если

ЧДД больше нуля, то все затраты по проекту окупаются доходами, т. е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации.

Чистый дисконтированный доход, млн. руб./год:

$$ЧДД = [(T - U_{omn}^o) \cdot W_{omn} + U_a] \cdot \frac{1}{(1 + 0,1)^n} - K, \quad (19)$$

где K – стоимость строительства станции, млн. руб.;

U_{omn}^o – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч.;

W_{omn} – годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;

n – текущий год;

T – тариф на отпущенный кВт ч с учетом планируемой рентабельности, руб./кВт ч.

$$T = \frac{12 \cdot C_m \cdot N_{уст} + C_e \cdot W_{omn}}{W_{omn}},$$

где C_m – цена на электрическую мощность (в месяц), по итогам конкурентного отбора составляет 189191,17 руб./МВт.

C_e – цена на электрическую энергию, руб./кВт ч,

$$T = \frac{12 \cdot 189191,17 + 1,25 \cdot 4752000000}{4752000000} = 1,55$$

Расчета срока окупаемости КЭС с двумя турбинами К-330-240 МВт сведем в таблицу 1.3

Таблица 1.3 – Срок окупаемости капитальных вложений с минимальным уровнем рентабельности

| Показатели | Расчетный период | | | | | | | | | | |
|--|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1) Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К) | -20730,243 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2) Денежный поток по основной деятельности: | – | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 |

| | | | | | | | | | | | |
|--|---|------------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|----------|
| – амортизационные отчисления | – | | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 | 1554,768 |
| – доход в форме прибыли по отпущенной Эл/энергии | – | | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 | 1876,014 |
| 3) Чистый денежный поток | | -20730,243 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 | 3430,783 |
| 4) Коэффициент дисконтирования | 1 | | 0,909 | 0,826 | 0,751 | 0,683 | 0,62 | 0,564 | 0,513 | 0,466 | 0,424 |
| 5) Чистый дисконтированный доход | | -20730,243 | 3118,894 | 2835,358 | 2577,958 | 2343,271 | 2130,246 | 1936,588 | 1760,534 | 1600,486 | 1454,987 |
| 6) ЧДД с нарастающим итогом | | -20730,243 | -17611,35 | -14775,992 | -12198,394 | -9855,123 | -7724,877 | -5788,29 | -4027,755 | -2427,27 | -972,283 |
| | | | | | | | | | | | 350,432 |

Капитальные вложения в проект строительства окупаются на десятый год (9 лет, 9 месяцев).

2 Расчетная часть

2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Для проектируемой станции мною были выбраны турбины К-330-240. На рисунке 1 изображена принципиальная тепловая схема блока мощностью 330 МВт с турбиной К-330-240.

Основные характеристики для турбины К-330-240 [3].

- Электрическая мощность $W_э = 330$ МВт;
- Начальные параметры острого пара:
 - 1) Давление $P_0 = 23,5$;
 - 2) Температура $t_0 = 540$ °С.
- Давление в конденсаторе турбины $P_к = 0,00343$ МПа;
- Число отборов пара на регенерацию – 7;
- Давление в отборах:
 - $P_{от1} = 5,49$ МПа;
 - $P_{от2} = 3,92$ МПа;
 - $P_{от3} = 1,53$ МПа;
 - $P_{от4} = 1,03$ МПа;
 - $P_{от5} = 0,59$ МПа;
 - $P_{от6} = 0,205$ МПа;
 - $P_{от7} = 0,052$ МПа;
 - $P_{от8} = 0,022$ МПа;
- Внутренний относительный КПД по отсекам турбины:
 - 1) ЦВД $\eta_{oi}^{ЦВД} = 85,5\%$;
 - 2) ЦВД $\eta_{oi}^{ЦСД} = 90,1\%$;
 - 3) ЦНД $\eta_{oi}^{ЦНД} = 84,6\%$.
- КПД дросселированная по отсекам:
 - 1) ЦВД $\eta_{др}^{ЦВД} = 97\%$;
 - 2) ЦВД $\eta_{др}^{ЦСД} = 95\%$;
 - 2) ЦНД $\eta_{др}^{ЦНД} = 97\%$.
- Электромеханический КПД генератора $\eta_{эм} = 0,98$;
- КПД транспорта $\eta_{тр} = 0,98$;
- Паровые собственные нужды котельного цеха $\alpha_{пг}^{CH} = 1,25\% \cdot D_T$;
- Паровые собственные нужды машинного зала $\alpha_{мз}^{CH} = 1,2\% \cdot D_T$;
- Внутростанционные потери пара и конденсата $\alpha_{ут} = 2\% \cdot D_T$
- Потеря давления пара в трубопроводах до регенеративных подогревателей – 5%.

- Энтальпия химически очищенной воды $\bar{t}_{хов} = 125,7$ кДж/кг;
- Нагрев воды в сальниковом подогревателе $\Delta t_{сп} = 6$ °С;
- КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то} = 0,98$.
- Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД $\theta_{пвд} = 2$ °С;
- Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД $\theta_{пнд} = 3$ °С.
- Температура химически очищенной воды $t_{хов} = 30$ °С.

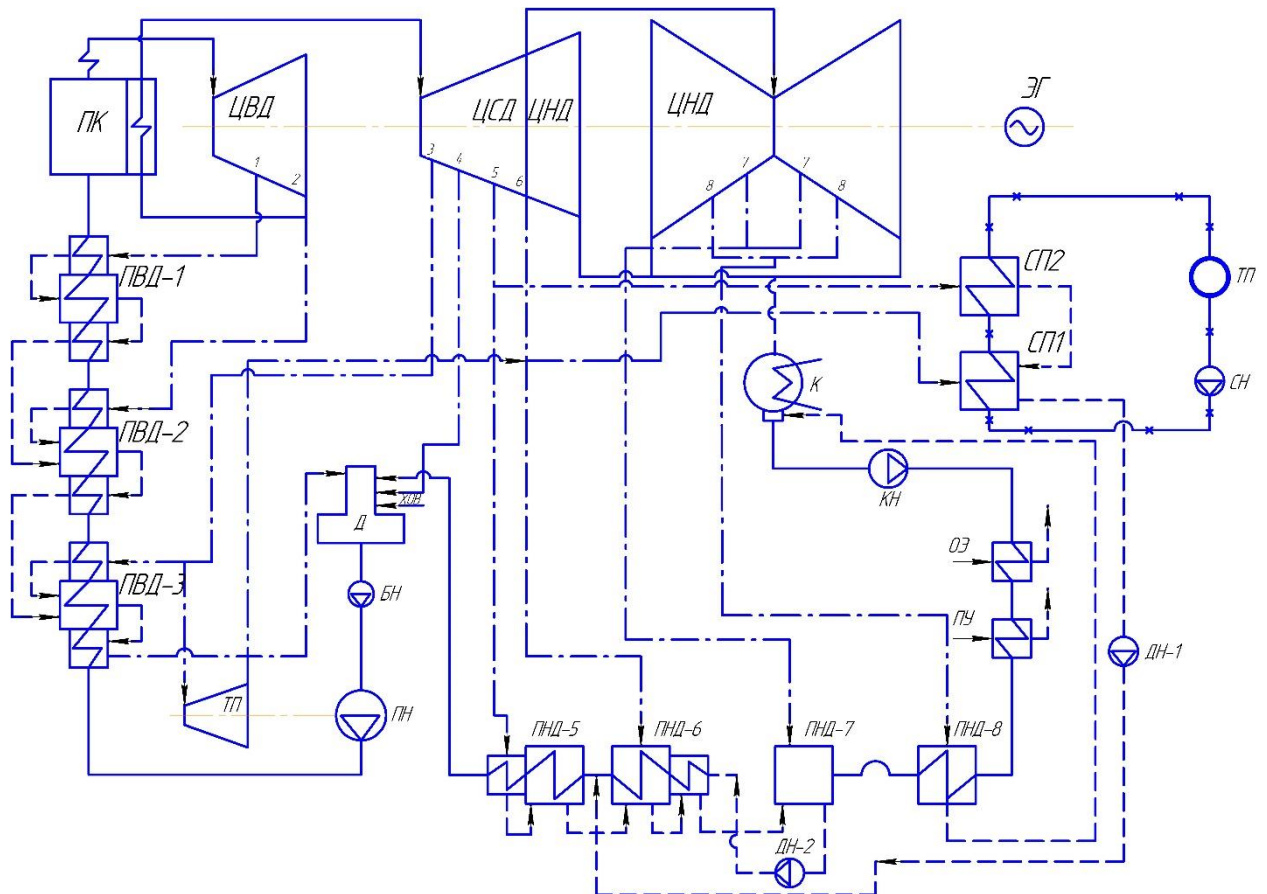


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема турбины К-330-240

На сальниковый подогреватель подается пар из сальниковых уплотнений турбинной установки. Дренаж из эжекторного и сальникового подогревателя сливается в конденсатор. Добавочная вода поступает из цеха химводоочистки в деаэратор турбины через подогреватель химочищенной воды. Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях 6 °С [3].

Пиковые бойлеры ПСВ предназначены для подогрева сетевой воды. По паровой части подогреватели подключены от коллектора 10 ÷ 16 ата и коллектора пара на производство, конденсат откачивается на деаэратор высокого давления. Величина недогрева подогревателей сетевой воды и пиковых бойлеров 5 °С [3].

2.1.1 Построение процесса расширения пара в турбине на i -s диаграмме

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 3.

Процесс построен с учетом потерь давления в регулирующих органах цилиндров турбины в соответствии с начальными и конечными параметрами.

Находим на i -s диаграмме точку 0. С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД параметры пара изменятся:

$$P_0' = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 23,5 \cdot 0,97 = 22,8 \text{ МПа (точка 0')}. \quad (20)$$

Теоретический процесс расширения пара в ЦВД, изображается линией 0' – 2. При действительном процессе расширения энтальпию в точке 1' определяем:

$$i_1' = i_0' - (i_0' - i_1) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3324,8 - (3324,8 - 2963,5) \cdot 0,85 = 3017,7 \text{ кДж/кг} \quad (21)$$

где i_0' , i_1 – энтальпии пара в точках 0' и 1 соответственно.

Используя значения давления в отборах, находим на i -s диаграмме энтальпии пара в этих отборах:

$$\begin{aligned} i_{от61} &= 2996,1 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от62} &= 2934,9 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от63} &= 3305,11 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от64} &= 3199 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от65} &= 3065,9 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от66} &= 2855,4 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от67} &= 2648,4 \text{ кДж/кг}; \\ i_{от68} &= 2537,5 \text{ кДж/кг}; \\ i_k &= 2330 \text{ кДж/кг}. \end{aligned}$$

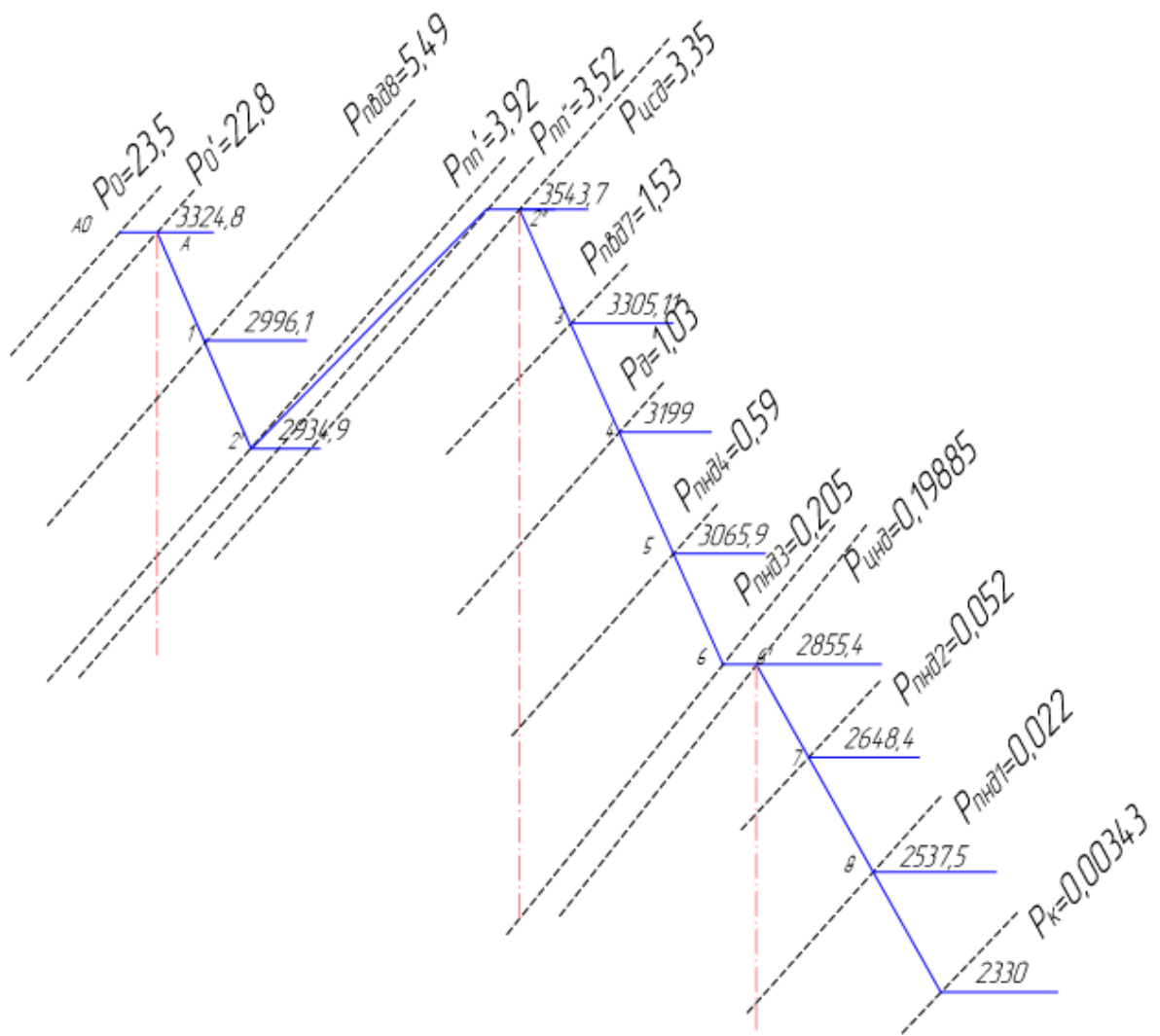


Рисунок 2 – Процесс расширения пара в турбине

2.2 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-1.

Давление пара в отборе турбины $P_{отб1} = 54,9$ бар.

С учетом потерь давление по тракту от турбины до подогревателя в ПВД-1 составляет:

$$P_{ПВД-1} = 54,9 \cdot 0,95 = 52,15 \text{ бар.} \quad (22)$$

Температура конденсата греющего пара по [2], °С:

$$t_{ПВД-1}^h = 266,6.$$

Энтальпия конденсата греющего пара по [2], кДж/кг:

$$t_{ПВД-1}^- = 1167,8.$$

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

$$t_{ПВ} = t_{ПВД-1}^h - \theta_{ПВД} = 266,6 - 2 = 264,6. \quad (23)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$t_{ПВ}^- = 1107,62.$$

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

$$i_{отб1} = 2996,1.$$

Использованный теплоперепад, кДж/кг:

$$H_{ПВД-1} = i_0 - i_{отб1} = 3324,8 - 2996,1 = 328,7. \quad (24)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Параметры по элементам схемы

| Наименование параметра | Размерность | Элементы схемы | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| | | ПВД 8 | ПВД 7 | ПВД6 | Тур-бо | Д | ПНД 4 | ПНД 3 | ПНД 2 | ПНД 1 | ВС | НС | К | |
| Давление пара в отборе | бар | 54,9 | 39,2 | 15,3 | 15,3 | 10,3 | 5,9 | 2,05 | 0,52 | 0,22 | 5,9 | 2,05 | 2,05 | 0,034 |
| Давление пара у подогревателя | бар | 52,15 | 37,24 | 14,535 | 14,535 | 7 | 5,605 | 1,95 | 0,494 | 0,209 | 5,605 | 1,95 | 1,95 | 0,034 3 |
| Температура конденсата греющего пара | °С | 266,6 | 246,2 | 196,8 | 196,8 | 166,5 | 156,2 | 119,4 | 81 | 61 | 156,2 | 119,4 | 119,4 | 26,2 |
| Энтальпия конденсата греющего пара | кДж/ кг | 1167,8 | 1067,1 | 838 | 838 | 697 | 659 | 501,1 | 339,2 | 255,4 | 659 | 501,1 | 501,1 | 109,8 |
| Температура питательной воды за подогревателем | °С | 264,6 | 244,2 | 194,8 | 194,8 | 166,5 | 153,2 | 116,4 | 78 | 58 | 153,2 | 116,4 | 116,4 | 26,2 |
| Энтальпия питательной воды за подогревателем | кДж/ кг | 1107,6 | 1023,9 | 815,4 | 815,4 | 697 | 641,3 | 487,3 | 326,5 | 242,8 | 641,3 | 487,3 | 487,3 | 109,8 |
| Энтальпия греющего пара | кДж/ кг | 2996,1 | 2932,9 | 3305,1 | 3305,1 | 3199,4 | 3065,9 | 2885,4 | 2648,4 | 2537,5 | 3065,9 | 2855,4 | 2855,4 | 2330 |
| Использованный теплотерепад | кДж/ кг | 328,7 | 389,9 | 628,5 | 628,5 | 734,2 | 867,7 | 1078,2 | 1285,2 | 1396,1 | 867,7 | 1078,2 | 1078,2 | 1603,6 |

2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.

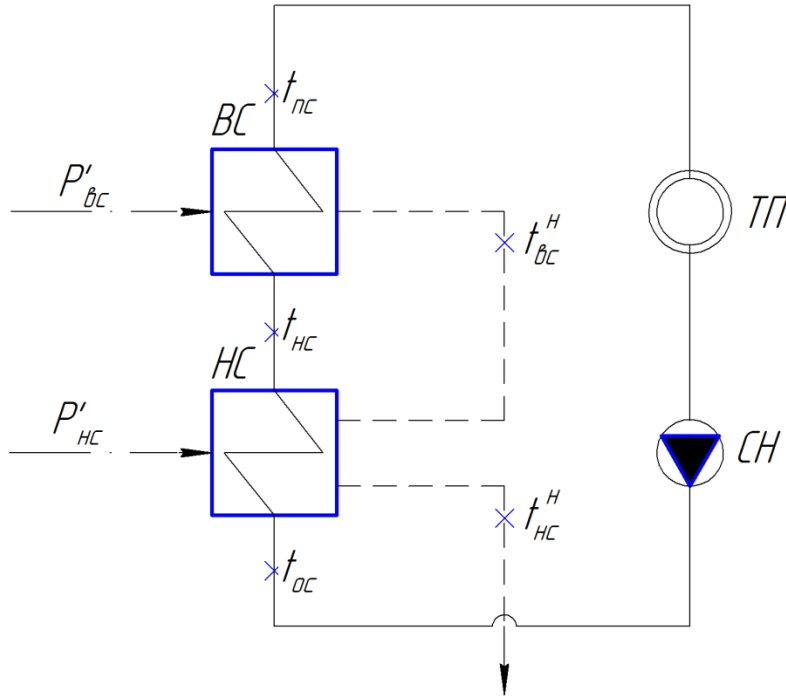


Рисунок 3 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{мур}}{c_v \cdot (t_{nc} - t_{oc})}, \quad (25)$$

где c_v – теплоемкость воды, кДж/кг.

$$G_{св} = \frac{60000}{4,186 \cdot (153,2 - 70)} = 172,28.$$

Температура сетевой воды после нижнего СП, °С:

$$t_{nc} = 153,2.$$

Энтальпия насыщения конденсирующегося пара верхнего и нижнего СП, кДж/кг:

$$t_{вс}^H = 659.$$

$$t_{nc} = 501,1,$$

Расход пара на ВС, кг/с:

$$D_{bc} = \frac{G_{cb} \cdot (\bar{t}_{nc} - \bar{t}_{nc})}{(i_{bc} - t_{bc}) \cdot \eta} \quad (26)$$

где $\bar{t}_{nc} = t_{nc} \cdot c_B = 153,2 \cdot 4,186 = 641,3$ – энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг;

$\bar{t}_{nc} = t_{nc} \cdot c_B = 116,4 \cdot 4,186 = 487,3$ – энтальпия сетевой воды после нижнего СП, кДж/кг.

$$D_{bc} = \frac{172,28 \cdot (641,3 - 487,3)}{(3065,9 - 659) \cdot 0,98} = 11,25$$

Расход пара на НС, кг/с:

$$D_{nc} = \frac{G_{cb} \cdot (\bar{t}_{nc} - \bar{t}_{oc}) - D_{bc} \cdot (\bar{t}_{bc}^H - \bar{t}_{nc}^H) \cdot \eta}{(i_{nc} - \bar{t}_{nc}^H) \cdot \eta} \quad (27)$$

где $\bar{t}_{oc} = t_{oc} \cdot c_B = 70 \cdot 4,186 = 293,02$ – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$D_{nc} = \frac{172,28 \cdot (487,3 - 293,02) - 11,25 \cdot (659 - 501,1) \cdot 0,98}{(2855,4 - 501,1) \cdot 0,98} = 13,75.$$

2.4 Определение расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на верхний СП:

$$y_{bc} = \frac{i_{bc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{пп}} \quad (28)$$

где i_{bc} – энтальпия отопительного отбора на верхний СП, по таблице 1, кДж/кг;

i_k – энтальпия конденсата, по таблице 1, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

$$y_{bc} = \frac{3065,9 - 2330}{3324,8 - 2330 + 608,8} = 0,46$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на нижний СП:

$$y_{\text{НС}} = \frac{i_{\text{НС}} - i_{\text{К}}}{i_0 - i_{\text{К}} + q_{\text{ПП}}} \quad (29)$$

где $i_{\text{НС}}$ – энтальпия отопительного отбора на нижний СП, по таблице 1, кДж/кг;

$$y_{\text{НС}} = \frac{2855,4 - 2330}{3324,8 - 2330 + 608,8} = 0,328$$

Принимаем коэффициент регенерации $k_{\text{рег}} = 1,153$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{T}} = k_{\text{рег}} \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{ВС}} \cdot D_{\text{ВС}} + y_{\text{НС}} \cdot D_{\text{НС}} + y_{\text{ТПН}} \cdot D_{\text{ТПН}} \right) \quad (30)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад [таблица 1], кДж/кг.

$$D_{\text{T}} = 1,153 \cdot \left(\frac{330000}{1603,6 \cdot 0,98} + 0,46 \cdot 11,251 + 0,328 \cdot 13,748 + 0,28 \cdot 24,139 \right) = 261,067.$$

2.5 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{T}} = 0,005 \cdot 261,067 = 1,305. \quad (31)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{T}} = 0,01 \cdot 261,067 = 2,611 \quad (32)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = 0,011 \cdot 261,067 = 2,872 \quad (33)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{МЗ}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ПГ}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 261,067 = 6,266 \quad (34)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{T}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} \quad (35)$$

$$D_{\text{пе}} = 261,067 + 1,305 + 2,611 + 2,872 + 6,266 = 274,12$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 274,12.$$

Расход пара на турбопривод, кг/с:

$$D_{\text{тпн}} = \frac{G_{\text{пв}} \cdot 1,09 \cdot (P_{\text{пв}} - P_{\text{д}})}{H_t^{\text{тпн}} \cdot \eta_{\text{м}}^{\text{тпн}} \cdot \eta_{\text{н}}} = \frac{274,12 \cdot 1,09 \cdot (28,2 - 0,7)}{449,7 \cdot 0,75 \cdot 0,99} = 24,608 \quad (36)$$

Что совпадает с принятым ранее значением.

2.6 Расчет регенеративной схемы

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для подогревателей высокого давления, деаэратора и подогревателей низкого давления на основе решения уравнений теплового и материального баланса.

2.7 Расчет ПВД

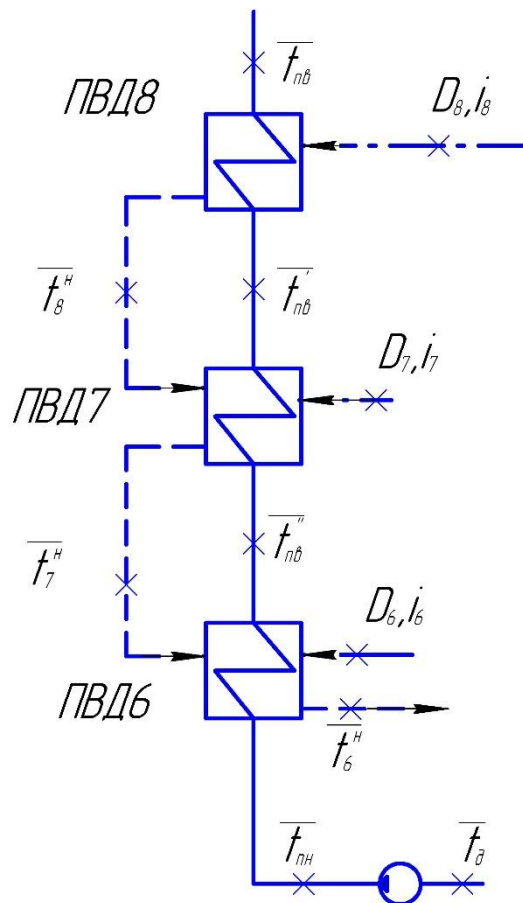


Рисунок 4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-8:

$$D_8(i_8 - \bar{t}_8^H)\eta = G_{нс}(\bar{t}_{нс} - \bar{t}_{нс}'), \quad (37)$$

Отсюда расход пара на ПВД-8, кг\с:

$$D_8 = \frac{G_{нс}(\bar{t}_{нс}' + \bar{t}_{нс}')}{(i_8 - \bar{t}_8^H)\eta} = \frac{274,12 \cdot (1107,6 - 1023,9)}{(2996,1 - 1167,8)0,98} = 12,805$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_7^H)\eta + D_8(\bar{t}_8^H - \bar{t}_7^H)\eta = G_{нс}(\bar{t}_{нс}' - \bar{t}_{нс}'') \quad (38)$$

Отсюда расход пара на ПВД-7, кг\с:

$$\begin{aligned} D_7 &= \frac{G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс}' - \bar{t}_{нс}'') - D_8 \cdot (\bar{t}_8^H - \bar{t}_7^H) \cdot \eta}{(i_7 - \bar{t}_7^H) \cdot \eta} = \\ &= \frac{274,12 \cdot (1023,9 - 815,4) - 12,805 \cdot (1167,8 - 1067,1) \cdot 0,98}{(2934,9 - 1067,1) \cdot 0,98} = 30,534 \end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$D_6(i_6 - \bar{t}_{н6})\eta + (D_7 + D_8)(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})\eta = G_{нс}(\bar{t}_{нс}'' - \bar{t}_{нн}) \quad (39)$$

Расход пара на ПВД-6, кг\с:

$$\begin{aligned} D_6 &= \frac{G_{нс}(\bar{t}_{нс}'' - \bar{t}_{нн}) - (D_7 + D_8)(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})\eta}{(i_6 - \bar{t}_{н6})\eta} = \\ &= \frac{274,12(815,4 - 720,472) - (30,534 + 12,805)(1067,1 - 838)0,98}{(3305,1 - 838)0,98} = 6,738 \end{aligned}$$

где $\bar{t}_{нн}$ – энтальпия питательной воды на входе в ПВД – 6 с учетом нагрева в питательном насосе, кДж/кг

$$\bar{t}_{нн} = h_0 + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} \quad (40)$$

где $\Delta P_{пн}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Па;
 $V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды;
 $\eta_n = 0,75$ – КПД питательного насоса.

$$\bar{t}_{нн} = 697 + \frac{163 \cdot 10^5 \cdot 0,00108}{0,75 \cdot 10^3} = 720,472$$

2.8 Расчет деаэратора

Схема потоков воды и пара деаэратора представлена на рисунке

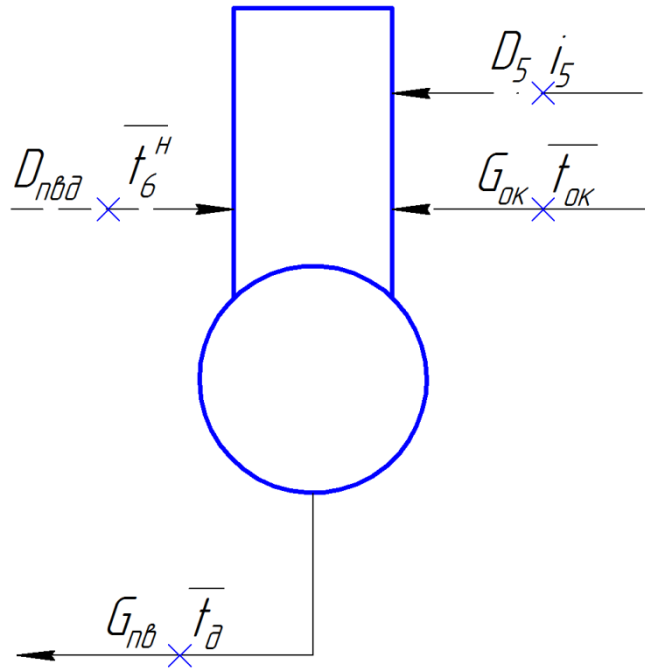


Рисунок 5 – Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{пв} = (D_8 + D_7 + D_6) + D_0 + D_{хов} + G_{см} \quad (41)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{пв} \cdot \bar{t}_0 = (D_8 + D_7 + D_6) \cdot \bar{t}_{н6} + D_0 \cdot i_5 + D_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} + G_{см} \cdot \bar{t}_{ок} \quad (42)$$

Подставим значения:

$$274,12 = (12,805 + 30,534 + 6,738) + D_0 + 9,137 + G_{см}$$

$$274,12 \cdot 697 = (12,805 + 30,534 + 6,738) \cdot 838 + D_0 \cdot 3199,4 + 9,137 \cdot 125,58 + G_{см} \cdot 641,3$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_5 = 3,96 \text{ кг / с}$$

$$G_{см} = 210,945 \text{ кг / с}$$

2.9 Расчет ПНД

Схема включения подогревателя низкого давления №4 представлена на рисунке.

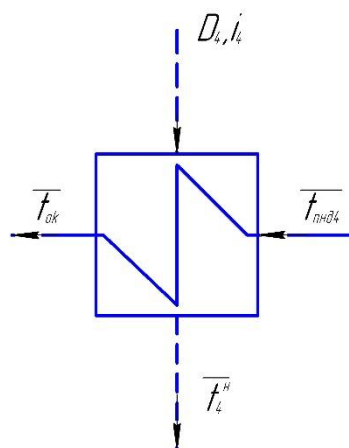


Рисунок 6 – Схема включения подогревателя низкого давления №4

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4(i_4 - \bar{t}_4^H)\eta = G_{см}(\bar{t}_{ок} - \bar{t}'_{пнд4}) \quad (43)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{см}(\bar{t}'_{пнд4} + \bar{t}_{пнд4})}{(i_4 - \bar{t}_4^H)\eta} = \frac{210,945 \cdot (641,3 - 487,3)}{(3065,9 - 659)0,98} = 13,772$$

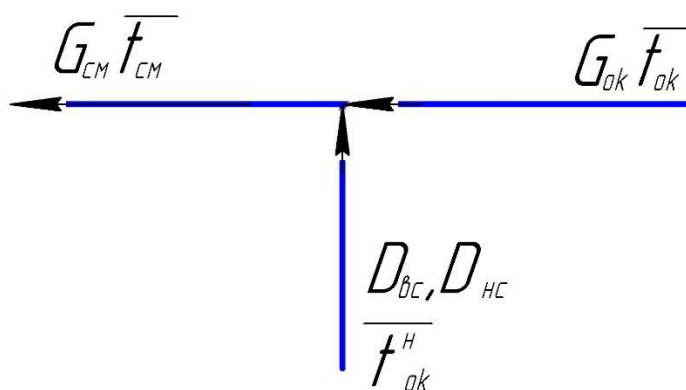


Рисунок 7 – Точка смешения потоков

Уравнение материального баланса точки смешения:

$$G_{ок} + D_{вс} + D_{нс} = G_{см}$$

Уравнение теплового баланса точки смешения:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} + (D_{вс} + D_{нс}) \cdot \bar{t}_{нс} = G_{см} \cdot \bar{t}_{см} \quad (44)$$

Подставим значения:

$$G_{ок} = 210,945 - 13,748 - 11,251 = 185,946$$

$$\bar{t}_{см} = \frac{185,946 \cdot 487,3 + 24,999 \cdot 501,1}{210,945} = 485,445$$

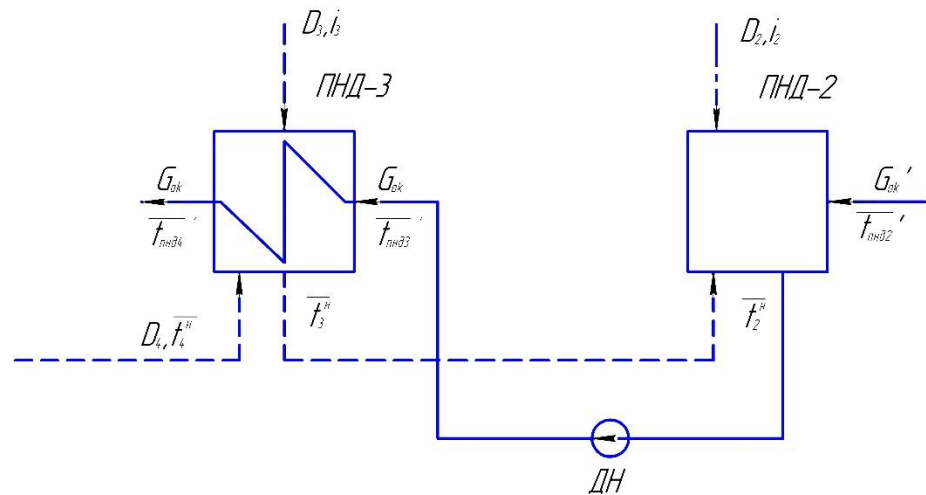


Рисунок 8 – Схема включения подогревателя низкого давления №3-2

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_3'')\eta + D_4(\bar{t}_4'' - \bar{t}_3'')\eta = G_{ок}(\bar{t}'_{пнд4} - \bar{t}'_{пнд3}) \quad (45)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг\с:

$$\begin{aligned} D_3 &= \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}'_{пнд4} - \bar{t}'_{пнд3}) - D_4 \cdot (\bar{t}_4'' - \bar{t}_3'') \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3'') \cdot \eta} = \\ &= \frac{185,946 \cdot (487,3 - 345,2) - 13,772 \cdot (659 - 501,1) \cdot 0,98}{(2885,4 - 501,1) \cdot 0,98} = 10,17 \end{aligned}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} = D_2 + D_3 + D_4 + G'_{ок} \quad (46)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_2'' = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3'' + G'_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд2} \quad (47)$$

Подставим значения:

$$185,946 = D_2 + 10,17 + 13,772 + G'_{ок}$$

$$185,946 \cdot 339,2 = D_2 \cdot 2595,432 + (10,17 + 13,772) \cdot 501,1 + G'_{ок} \cdot 242,8$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_2 = 4,991 \text{ кг/с}$$

$$G'_{ок} = 157,013 \text{ кг/с}$$

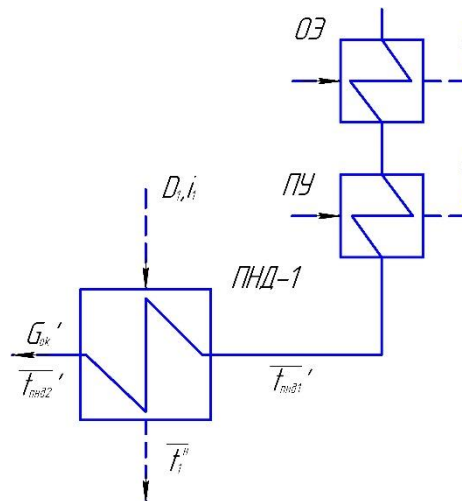


Рисунок 9 – Схема включения подогревателя низкого давления №1

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$D_1(i_1 - \bar{t}_1^H)\eta = G'_{ок}(t'_{нн02} - \bar{t}'_{нн01}) \quad (48)$$

Расход пара на ПНД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G'_{ок}(t'_{нн02} + \bar{t}'_{нн01})}{(i_1 - \bar{t}_1^H)\eta} = \frac{157,013 \cdot (242,8 - 172,459)}{(2537,5 - 255,4)0,98} = 4,938$$

2.10 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = G'_{ок} - D_{эж} - D_{улл} - D_1 \quad (49)$$

где $D_{хов} = D_{ут} + D_{сн} = 2,872 + 6,266 = 9,137 \text{ кг/с};$

$$D_k = 157,013 - 1,305 - 2,872 - 4,938 = 148,159$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_k = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_\delta + D_6 + D_7 + D_8 + D_{ec} + D_{nc}), \quad (50)$$

$$D_k = 261,067 - (12,805 + 30,534 + 6,738 + 3,96 + 13,772 + 10,17 + 4,991 + 4,938 + 11,251 + 13,748) = 148,158$$

Что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_9 = \left[\sum_{i=1}^8 D_i^{om\delta} \cdot h_i^{om\delta} + H_i \cdot D_k \right] \cdot \eta_{эм} \quad (51)$$

$$810000 = (4,938 \cdot 1396,1 + 4,991 \cdot 1285,2 + (10,17 + 13,748) \cdot 1078,2 + (13,772 + 11,251) \cdot 867,7 + 3,96 \cdot 734,2 + (6,738 + 24,139) \cdot 628,5 + 30,534 \cdot 328,7 + 12,805 \cdot 328,7 + 148,158 \cdot 1603,6) \cdot 0,98$$

$$330000 = 330088,364$$

Несоответствие заданной мощности ΔW_9 :

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{330000 - 330088,364}{330000} \right| \cdot 100 = 0,027\% \quad (52)$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

2.11 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{my} = D_T (i_0 - \bar{t}_{ng}) + D_{nm} (i''_{nm} - i'_{nm}) + G_{xov} (\bar{t}_{xov} \cdot C_6 - \bar{t}_{ng}) \quad (53)$$

$$Q_{my} = 261,067(3324,8 - 1107,6) + 217,727 \cdot 608,8 + 9,137(125,58 - 1107,6) = 702416,105$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_m = D_{ec} \cdot (i_{ec} - \bar{t}_{ec}^H) + D_{nc} \cdot (i_{nc} - \bar{t}_{nc}^H) \quad (54)$$

$$Q_m = 11,251 \cdot (3065,9 - 659) + 13,748 \cdot (2855,4 - 501,1) = 59447,955$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{my}^9 = Q_{my} - Q_m \quad (55)$$

$$Q_{my}^9 = 702416,105 - 59447,955 = 642968,15$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne} (i_{ne} - \bar{t}_{ng}) + D_{nn} (i''_{nn} - i'_{nn}) \quad (56)$$

$$Q_{ne} = 274,12(3324,8 - 1107,6) + 217,727 \cdot 608,8 = 740330,979$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{nc}} = \frac{740330,979}{29310 \cdot 0,91} = 27,757 \quad (57)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_3 = B \cdot K_3 \frac{W_{om}}{W - W_3^{ch}} \quad (58)$$

где B – полный расход топлива на блок, кг/с;

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

$W_{отп}$ – отпущенная мощность, кВт;

W_3 – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

W_{33}^{ch} – мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

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

$$W_{отп} = W_3 - e_{ch} \cdot W = 330000 - 0,09 \cdot 330000 = 300300 \quad (59)$$

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

$$W_{33}^{ch} = e_{33}^{ch} \cdot W_3 = 0,05 \cdot 330000 = 16500 \quad (60)$$

где e_{33}^{ch} – доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{my}^3 + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб}}{Q_{my}^3 + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб} + Q_{my}^m} \quad (61)$$

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

$$\Delta Q_{om\bar{o}} = [Q_{\bar{e}c} \cdot (1 - \xi_{\bar{e}c}) + Q_{nc} \cdot (1 - \xi_{nc})] \cdot \frac{Q_m^{om\bar{o}}}{Q_{my}^m} \quad (62)$$

где $Q_{\bar{e}c}, Q_{nc}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_m^{om\bar{o}}}{Q_{my}^m}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{\bar{e}c} = \frac{i_{\bar{e}c} - i_k}{i_0 + q_{nm} - i_k} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + q_{nm} - i_{\bar{e}c}}{i_0 + q_{nm} - i_k} \right) \quad (63)$$

$$\xi_{\bar{e}c} = \frac{3065,9 - 2330}{3324,8 + 608,8 - 2330} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{3324,8 + 608,8 - 3065,9}{3324,8 + 608,8 - 2330} \right) = 0,563$$

$$\xi_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 + q_{nm} - i_k} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + q_{nm} - i_{nc}}{i_0 + q_{nm} - i_k} \right) \quad (64)$$

$$\xi_{nc} = \frac{2855,4 - 2330}{3324,8 + 608,8 - 2330} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{3324,8 + 608,8 - 2855,4}{3324,8 + 608,8 - 2330} \right) = 0,42$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{om\bar{o}} = 27080,063 \cdot (1 - 0,563) + 32367,892 \cdot (1 - 0,42) = 30596,882$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 702416,105 = 35120,805 \quad (65)$$

$$K_s = \frac{642968,15 + 30596,882 + 35120,805}{642968,15 + 30596,882 + 35120,805 + 59447,955} = 0,923$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_s = 27,757 \cdot 0,923 \cdot \frac{300300}{330000 - 16500} = 24,53 \text{ кг/с} \quad (66)$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_s \quad (67)$$

$$B_m = 27,757 - 24,53 = 3,226$$

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

$$b_3 = \frac{B_3 \cdot 3600}{W_{omn}} = \frac{24,53 \cdot 3600}{300300} = 0,294 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч} \quad (68)$$

$$b_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_{om}} = \frac{3,226 \cdot 10^6}{60000} = 53,774 \text{ кг / ГДж} \quad (69)$$

2.12 Выбор вспомогательного оборудования ТЭС

На основании заданных величин в качестве основного оборудования выбираем два турбоагрегата К-330-240.

2.12.1 Питательные насосы

Для электростанций с блочными схемами производительность насосов определяется максимальным расходом питательной воды на котел с запасом не менее 8%, т/ч:

$$D_{nn} = 1,08 \cdot G_{ng}, \quad (70)$$

$$D_{nn} = 1,08 \cdot 3,6 \cdot 274,12 = 1065,778$$

Напор питательного насоса принимаем на 30% больше, чем номинальное значение пара перед турбиной, м:

$$H = P \cdot 1,3 \cdot 10, \quad (71)$$

$$H = 240 \cdot 1,3 = 3120$$

Выбираем питательный насос с турбоприводом ПН-1135-340 с приводом ОР12ПМ КТЗ в количестве двух штук:

Производительность – 1135 м³/ч

Напор – 3400 м

Частота вращения – 4700 об/мин

КПД – 80%

Мощность привода ТПН, МВт:

$$P_n = 1,05 \cdot \frac{D \cdot H \cdot \rho}{102 \cdot \eta_n}, \quad (72)$$

$$P_n = 1,05 \cdot \frac{0,315 \cdot 3400 \cdot 909}{102 \cdot 0,8} \cdot 10^{-3} = 12,539$$

где $D=0.315$ – производительность, м³/с
 ρ – плотность питательной воды, кг/м³

2.12.2 Конденсатные насосы

Устанавливается 3 ступени конденсатных насосов по 3 насоса в ступени, два из которых в работе, а один в резерве. Насосы выбираются на 50% расход основного конденсата каждый. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, т/ч:

$$G = 558.07$$

Принимаем напор конденсатных насосов в пределах 50-150 м. вод. ст.
 Выбираем 3 конденсатных насоса КСВ-1000-95 с характеристиками:
 Производительность – 1000 м³/ч
 Напор – 95 м. вод. ст.
 Частота вращения – 970 об/мин
 Мощность – 400 кВт
 КПД – 75%

2.12.3 Циркуляционные насосы

Расход циркуляционной воды в конденсатор по заводским данным составляет 26000 м³/ч (7222,2 кг/с).

$$Q_{ци} = 2 \cdot Q = 2 \cdot 26000 = 52000 \quad (73)$$

Выбираем два насоса по 50% производительности типа ОП6 185.
 Характеристики циркуляционного насоса указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики циркуляционного насоса

| Характеристики | ОП6-185 |
|--------------------------------------|-------------|
| Производительность м ³ /ч | 26280-54270 |
| Напор, м. вод. ст. | 5,7-4 |
| Частота вращения, об/мин | 250 |
| КПД, % | 80 |
| Потребляемая мощность, кВт | 510-766 |

Мощность привода ЦН, кВт:

$$P_n = 1.1 \cdot \frac{Q \cdot H}{102 \cdot \eta_n} = \frac{3611 \cdot 18}{102 \cdot 0,8} = 876 \quad (74)$$

2.12.4 Сетевые насосы

Выбор сетевого насоса производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаем в количестве двух насосов на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.

Производительность сетевого насоса, кг/с (т/ч):

$$G_{сн} = \frac{G_{св}}{2} = \frac{172,278}{2} = 86,139 \text{ (310,1)} \quad (75)$$

Выбираем сетевые насосы СЭ 500-70 [1]. Характеристики сетевого насоса указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики сетевого насоса

| | |
|--------------------------------------|-----------|
| Характеристики | СЭ 500-70 |
| Производительность м ³ /ч | 500 |
| Напор, м.вод.ст. | 70 |
| Частота вращения, об/мин | 3000 |
| КПД, % | 82 |
| Потребляемая мощность, кВт | 120 |

2.12.5 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватели выбираем по заводским данным, так как их характеристики удовлетворяют значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

Блок имеет два подогревателя низкого давления смешивающего типа, два подогревателя низкого давления поверхностного типа и 2 нитки по 3 поверхностных подогревателя высокого давления в каждой (таблица 6)

Таблица 6 – Регенеративные подогреватели

| | |
|---------------------|------------------|
| Номер подогревателя | Тип |
| ПНД – 1 | ПН-550-25-1-IV |
| ПНД – 2 | ПН-550-25-6-III |
| ПНД – 3 | ПН-550-25-6-I |
| ПНД – 4 | ПН-550-25-6-II |
| ПВД – 6 | ПВ-1250-380-17-I |
| ПВД – 7 | ПВ-1700-380-45 |
| ПВД – 8 | ПВ-1550-380-70 |

Расшифровка маркировки:

Поверхностные подогреватели высокого давления

ПВ-1550-380-70

1550 – поверхность нагрева, м²;

380 – давление питательной воды, кгс/см²;

70 – давление пара в корпусе, кгс/см².

2.12.6 Деаэратор

По расходу питательной воды выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-1000/100 с характеристиками:

давление – 7 бар;

производительность – 1000 м³/ч;

емкость деаэрационного бака – 170 м³.

2.12.7 Сетевые подогреватели

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

Расчетный пропуск воды $G_{св}=172,278$ кг/с. ПСВ-315-14-23 с характеристиками: расчетный пропуск воды 1130т/ч; рабочее давление пара 1,47 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 2,35 МПа; вес без воды 12,423 т.

3 Общая часть

3.1 Генеральный план

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, внутри которого размещается турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, оборудование пылеприготовления, бункера угля и пыли; топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для ленточных транспортеров; склады топлива; распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, обычного открытого типа; дымовые трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения; система золо- и шлакоудаления с золоотвалами; мазутное хозяйство; здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещаются золоотвалы, а также ряд других сооружений.

Целесообразно иметь свободное место для достройки (расширения) главного корпуса в случае увеличения мощности электростанции сверх проектной ввиду постоянного роста электрической и тепловой нагрузок района электростанции.

К помещениям машинного зала и котельной, к ОРУ и повышающим трансформаторам, к приемно – разгрузочному устройству топливоподачи и складу топлива, к сливному устройству мазутного хозяйства, к складам масла и других материалов, и оборудования должен быть обеспечен подвод железнодорожных путей и автомобильных дорог.

Также целесообразно топливное хозяйство располагать со стороны помещения котельной, а устройства водоснабжения – со стороны машинного зала; повышающие трансформаторы устанавливаются обычно у фасадной стены машинного зала, дымовые трубы сооружают вблизи помещения котельной.

Важными факторами правильного размещения сооружений электростанции на генплане являются господствующее направление и сила ветра, характеризующиеся «розой ветров».

Экономическими показателями компоновки генплана являются: удельная площадь промплощадки, коэффициент использования территории (60-70%) и коэффициент застройки (25-30%).

3.2 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла, выводится конечная продукция – электрическая энергия и тепловая энергия с паром и горячей водой. Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Компоновка главного корпуса зависит от типа проектируемой КЭС, мощности начальных параметров, назначения станции, вида топлива, климатических условий района и т.д.

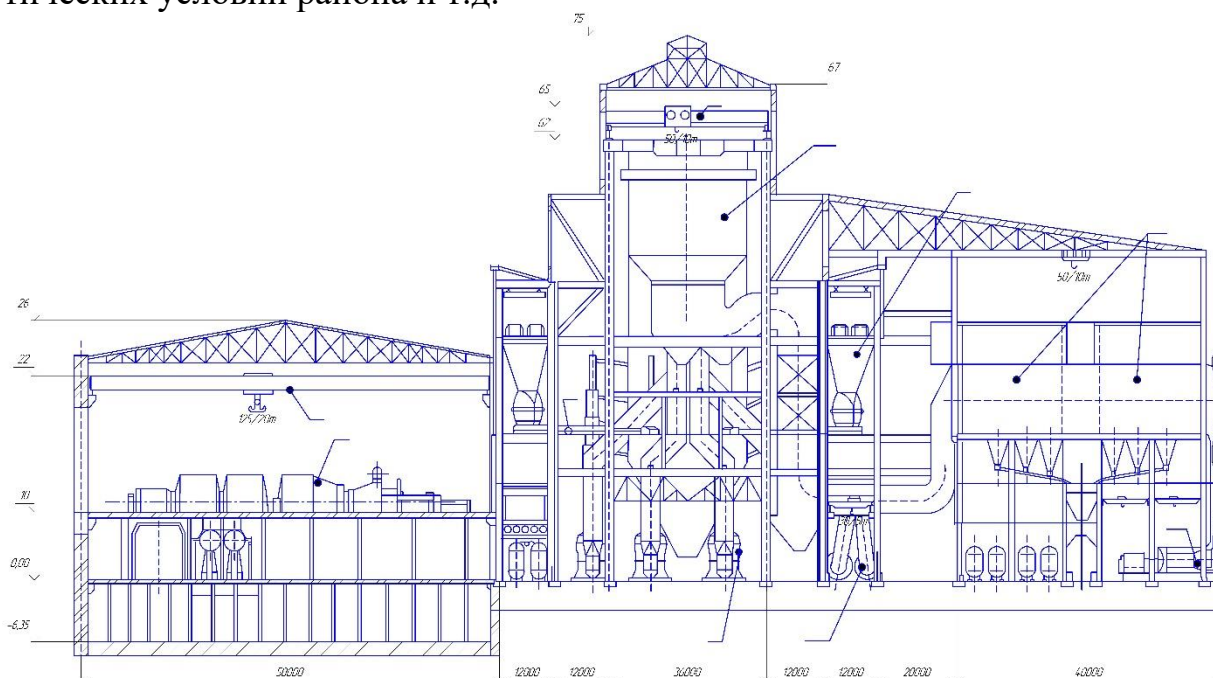


Рисунок 10 – Компоновка главного корпуса

3.3 Система технического водоснабжения

Для охлаждения различных аппаратов КЭС применяется вода. Основное ее количество расходуется на охлаждение конденсаторов турбин. На конденсацию 1 тонны отработавшего в турбине пара приходится расходовать в зависимости от времени года 50÷60 тонн воды.

Для охлаждения циркуляционной воды может быть использован естественный пруд – озеро с достаточно большой поверхностью или искусственный пруд, сооружаемый при помощи плотин.

В качестве источника циркуляционной воды принимаем оборотную схему с прудом – охладителем на реке Бия, так он характеризуется более низкой и устойчивой температурой воды, меньшими ее потерями и не большим расходом электроэнергии на циркуляционные насосы. Схема пруда охладителя представлена на рисунке 11.

Площадь водохранилища определяется по условиям охлаждения воды и зависит от мощности и тепловой нагрузки станции, климатических условий, формы пруда, величины акватории.

Поверхность пруда охладителя выбирается из расчета 7-10 м² на 1кВт установленной мощности:

$$S_n = 10 \cdot 660000 = 6600000 \text{ м}^2$$

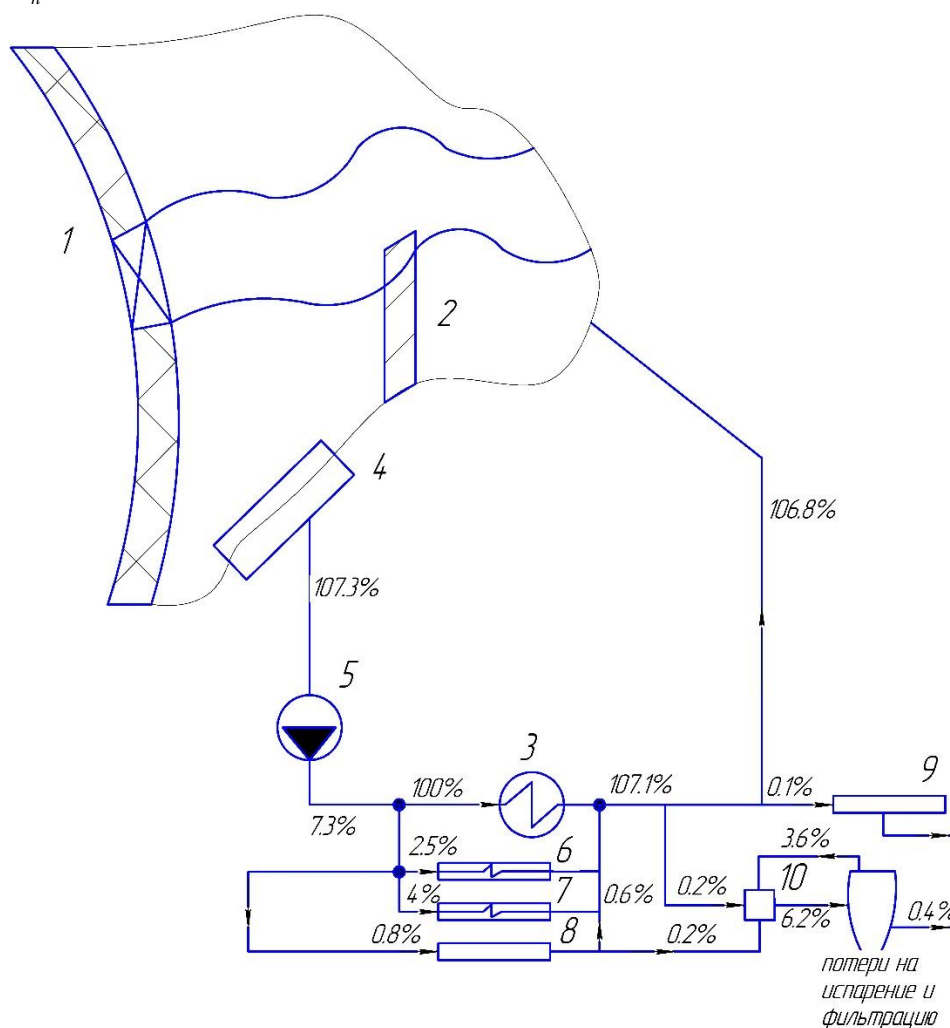


Рисунок 11 – Схема водоснабжения

3.1 Золоудаление

Удаление шлака из под топок устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной водой ванне. С транспортера шлак сбрасывается на

шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в самотечный канал.

Для транспортировки золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы.

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

$$M_{\text{шл. з}} = 0,01 \cdot B \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \right) \cdot \left[1 - a_{\text{ун}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зл}}}{100} \right) \right], \quad (76)$$

$$M_{\text{шл. з}} = 0,01 \cdot 81.928 \cdot \left(6,8 + 0,5 \cdot \frac{19860}{32700} \right) \cdot \left[1 - 0,95 \cdot \left(1 - \frac{98}{100} \right) \right] = 5.709$$

Расход золы, т/ч:

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = \frac{9974.41}{3600} - \frac{199.488}{3600} = 2.715, \quad (77)$$

Расход шлака, т/ч:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шл. з}} - M_{\text{зол}} = 5.709 - 2.715 = 2.994, \quad (78)$$

Расход воды, т/ч:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл}} \cdot M_{\text{з}} = 12 \cdot 2.994 \cdot 5.709 = 205.113, \quad (79)$$

Расчетный расход пульпы, т/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{ш}}}{\gamma_{\text{ш}}} + \frac{M_{\text{з}}}{\gamma_{\text{з}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{2.994}{0,5} + \frac{5.709}{0,4} + \frac{205.113}{1} = 225.374, \quad (80)$$

где $\gamma_{\text{ш}}=0,5$; $\gamma_{\text{з}}=0,4$; $\gamma_{\text{в}}=1$ – удельный вес шлака, золы и воды соответственно, т/м³ [10].

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 225.374}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,75}} = 0,213, \quad (81)$$

где $v=1,75$ м/с – расчетная скорость потока пульпы.

По расчетному расходу пульпы выбираем багерный насос типа 8 Гр-12 с характеристиками:

производительность – 250-550 м³/ч;

давление на выходе из насоса – 0,21-0,17 МПа;

мощность на валу насоса 26,4-46,2 кВт;

мощность электродвигателя 55 кВт;

частота вращения ротора 985 об/мин;

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

3.2 Определение расхода топлива на КЭС и выбор приемных разгрузочных устройств

В качестве топлива на КЭС по заданию используется Мунайский бурый уголь со следующими характеристиками (таблица 8) [1]:

Таблица 8 – Характеристики топлива

| W ^p , % | A ^p , % | S ^p _{к+ор} , % | C ^p , % | H ^p , % | N ^p , % | O ^p , % | Q _{H^p} , кДж/кг | V ^p , % |
|--------------------|--------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------|
| 29,1 | 6,8 | 0,19 | 47,2 | 3,01 | 0,6 | 13,1 | 19860 | 45,82 |

Расчетный расход натурального топлива на котел определяется, кг/с:

$$B = \frac{D_{ne}(i_0 - h_{ne}) + D_{nn}(i''_{nn} - i'_{nn})}{Q_n^p \cdot \eta_{nz}^{op}} \quad (82)$$

$$B = \frac{274,12 \cdot (3324,8 - 1107,6) + 217,727 \cdot (3543,7 - 2934,9)}{19860 \cdot 0,91} = 40,964$$

По расходу топлива на станцию используем два вагоноопрокидывателя (один из которых резервный) роторного трехопорного типа по [1].

Характеристики вагоноопрокидывателя:

число опрокидываний за 1 час – 30;

теоретическая производительность – 2790/1800 т/ч (при разгрузке 90-тонных и 60-тонных вагонов соответственно);

мощность электродвигателей – 36×2 кВт.

3.2.1 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива на станцию составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B_{\Sigma} \cdot 24 = 147,47 \cdot 24 = 3539,29$$

Топливо подается в котельный цех двумя параллельными линиями (нитками) ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T} = \frac{3539,29}{21} = 168,54$$

где $T=21$ ч – число часов работы топливоподачи.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле:

$$B_{\text{л}} = B^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_{\alpha}, \quad (83)$$

где $B=1$ м – ширина ленты;

$c=2,5$ м/с – скорость ленты [1];

$\gamma=0,85$ т/м³ – насыпной вес топлива [1];

$K_{\alpha}=320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива на ленте [1].

Производительность ленточного конвейера:, т/ч

$$B_{\text{л}} = 1,0^2 \cdot 2,5 \cdot 0,85 \cdot 320 = 680$$

Мощность на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяется по формуле, кВт:

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_{\text{л}} \cdot l + 37 \cdot B_{\text{л}} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_l, \quad (84)$$

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

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

$K_1=515$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты [1];

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

$B_{\text{л}}=188,89$ кг/с.

$$W_6 = \frac{515 \cdot 50 \cdot 2,5 + 2 \cdot 188,89 \cdot 50 + 37 \cdot 188,89 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 86,92$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{р}}}, \quad (85)$$

где $K_3=1,25$ – коэффициент запаса [1];

$\eta_{\text{эд}}=0,95$ – КПД электродвигателя [1];

$\eta_{\text{р}}=0,95$ – КПД редуктора [1]

Мощность электродвигателя, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{1,25 \cdot 86,92}{0,95 \cdot 0,95} = 120,39$$

3.2.2 Дробилки

Применяем на проектируемой станции двухступенчатое дробление и выбираем молотковые дробилки. По расходу топлива на котлоагрегат $B_{\text{рас}}=168,54$ т/ч выбираем дробилки типа СМ – 170Б [1] с характеристиками:

производительность – 200 т/ч;

частота вращения – 750 об/мин;

мощность электродвигателя – 150 кВт.

диаметр ротора – 1300 мм;

длина ротора – 1600 мм;

масса – 14,8т.

Емкость бункера сырого угля, м³:

$$V_{\text{б}} = \frac{B_{\text{ч}}^{\text{max}} \cdot \tau}{\gamma_{\text{м}}^{\text{нас}} \cdot K_3} \quad (86)$$

где $\tau=10$ ч – число часов работы котлоагрегата на топливе, запасенном в бункере;

$K_3=0,8$ – коэффициент заполнения бункера [1];

$\gamma_{\text{т}}^{\text{нас}}=0,85$ т/м³ – насыпной вес угля [1].

$$V_{\text{б}} = \frac{40,964 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 602,41$$

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель пыли с шириной ленты – 800 мм;

длиной – 2 м;

производительность при высоте слоя 0,2 м – 270 м³/ч;

требуемая мощность – 4,5 кВт [1].

3.2.3 Топливные склады

Площадь, непосредственно занятая штабелем, м²:

$$F = \frac{24 \cdot B_{\Sigma} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi}, \quad (87)$$

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

$h = 30$ м – высота штабеля;
 $\varphi = 0,85$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле [1].

$$F = \frac{20 \cdot 294,94 \cdot 30}{30 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 8164,43$$

3.2.4 Выбор оборудования пылеприготовления

Для сжигаемого Мунайского угля применяем систему пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми мельницами. Устанавливаем четыре мельниц на котел.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_m = \frac{1,1 \cdot B}{Z} = \frac{1,1 \cdot 147,47}{4} = 40,55 \quad (88)$$

Выбираем мельницу – вентилятор ММТ-3300/800/490 с характеристиками:

производительность – 58 т/ч;
 частота вращения – 490 об/мин.

3.2.5 Выбор тягодутьевых машин

Теоретический объем воздуха, Нм³/кг:

$$V_e^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \quad (89)$$

$$V_e^0 = 0,889(47,2 + 0,375 \cdot 0,19) + 0,265 \cdot 3,01 - 0,0333 \cdot 13,1 = 4,24$$

Теоретический объем азота, Нм³/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100}, \quad (90)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,24 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,35$$

Теоретический объем трехатомных газов, Нм³/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S^p}{100}, \quad (91)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{4,24 + 0,375 \cdot 0,19}{100} = 0,816$$

Теоретический объем продуктов сгорания, Нм³/кг:

$$V^2 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0, \quad (92)$$

$$V^2 = 0.81 + 0.816 + 3.35 = 4.976$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с:

$$V_{вен} = 1,05 \cdot B_p \cdot V_g^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{пы} + \Delta\alpha_{взп}) \frac{t_{хв} + 273}{273}, \quad (93)$$

$$V_{вен} = 1,05 \cdot 40,964 \cdot 4,24 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \frac{30 + 273}{273} = 216,58$$

где α_m – коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем 1,2;

$\Delta\alpha_m$ – присос воздуха в топке, принимаем 0,08;

$\Delta\alpha_{пы}$ – присос воздуха в системе пылеприготовления, принимаем 0 [1];

$\Delta\alpha_{взп}$ – относительная утечка воздуха в ВЗП, принимаем 0,05 [1];

$t_{ух}$ – температура холодного воздуха.

Расчетная производительность дымососа, м³/с:

$$V_0 = B \cdot (V^2 + (\alpha_0 - 1) \cdot V_g^0 \cdot \frac{t_0 + 273}{273}), \quad (94)$$

$$V_0 = 40,964 \cdot (4,976 + (1,5 - 1) \cdot 4,24 \cdot \frac{160 + 273}{273}) = 341,58$$

Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{пот}=4$ кПа[1]. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{пот}, \quad (95)$$

$$H = 1,1 \cdot 4 = 4,4$$

Выбираем дутьевой вентилятор типа ВДН-26-Пу с характеристиками:

производительность – 350-280 м³/с;

КПД – 83%;

частота вращения – 740/590 об/мин;

мощность – 630-320 кВт.

Выбираем дымосос типа ДН – 26-2 с характеристиками:

производительность – 475 м³/с;

КПД – 83%;

частота вращения – 744 об/мин;

мощность – 790 кВт;

температура газа – 100 °С.

4 Индивидуальное задание

Расчет и конструирование сетевого подогревателя.

4.1 Исходные данные

$$D_n = 13,75, \text{ кг/с};$$

$$i = 2740, \text{ КДж/кг};$$

$$h_n = 501,1, \text{ КДж/кг};$$

$$G = 172,28, \text{ кг/с};$$

$$h_1 = 293, \text{ КДж/кг};$$

$$h_2 = 487,3, \text{ КДж/кг};$$

$$P_n = 2,05, \text{ бар};$$

$$P_6 = 10, \text{ бар};$$

$$Q = 33462, \text{ кВт};$$

$$D_2 = 11,25, \text{ кг/с};$$

$$h_{02} = 659, \text{ КДж/кг}.$$

4.2 Определение поверхности нагрева подогревателя

Требуемая площадь поверхности теплообмена может быть определена из уравнения теплопередачи, м²:

$$F = \frac{Q}{k\Delta t^{cp}}, \quad (96)$$

где $K = 2500 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ – коэффициент теплопередачи, принимается ориентировочно с последующим уточнением;

Δt^{cp} – средний логарифмический температурный напор.

$$\Delta t^{cp} = \frac{z(t_1' - t_1'')PR}{\ln \frac{2 - PR((A+1) - z)}{2 - PR((A+1) + z)}}, \quad (97)$$

где P, R, z, A – безразмерные параметры.

$$P = \frac{t_1' - t_1''}{t_1' - t_2'} = \frac{192.5 + 119.4}{192.5 - 70} = 0.597 \quad (98)$$

$$R = \frac{t_2'' - t_2'}{t_1' - t_1''} = \frac{116.4 + 70}{192.5 - 119.4} = 0.635 \quad (99)$$

$$A = \frac{1}{R} = \frac{1}{0.635} = 1.575 \quad (100)$$

$$z = \sqrt{(A+1)^2 - 4 \cdot A} = \sqrt{(1.575+1)^2 - 4 \cdot 1.575} = 0.57 \quad (101)$$

Определим температурный напор, $^{\circ}\text{C}$:

$$\Delta t^{cp} = \frac{0,57 \cdot (192,5 - 70) \cdot 0,597 \cdot 0,635}{\ln \frac{2 - 0,597 \cdot 0,635 \cdot ((1,575 + 1) - 0,57)}{2 - 0,597 \cdot 0,635 \cdot ((1,575 + 1) + 0,57)}} = 61,8$$

Площадь поверхности, м^2 :

$$F = \frac{33462 \cdot 10^3}{2500 \cdot 61,8} = 216,6$$

4.3 Определение основных конструктивных размеров сетевого подогревателя

Определим объёмные секундные расходы теплоносителей. Объёмный секундный расход греющей среды, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_1 = D_{II} \cdot v_{II}, \quad (102)$$

$$V_1 = 13,75 \cdot 0,95 = 13,06$$

где $v_{II} = f(P_{II}; t_{cp}) = 0,95$ – удельный объем пара, $\text{м}^3/\text{кг}$;

Средняя температура пара, $^{\circ}\text{C}$:

$$t_n^{cp} = \frac{t_1' - t_1''}{2} = \frac{192,5 + 119,4}{2} = 156 \quad (103)$$

Плотность пара, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho = 1 / v_{II} = 1 / 0,95 = 1,05 \quad (104)$$

Объёмный расход нагреваемой среды, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_2 = \frac{G}{\rho_6} = \frac{172,28}{963,55} = 0,18 \quad (105)$$

где $\rho_6 = 1 / v_6 = 1 / 0,00104 = 963,55$ плотность сетевой воды, кг/м³.

Удельный объем сетевой воды, м³/кг:

$$v_6 = f(P_6; t_{cp}) = 0,00104 \quad (106)$$

Средняя температура сетевой воды, °С:

$$t_6^{cp} = \frac{t_2' - t_2''}{2} = \frac{70 + 116,4}{2} = 93,2 \quad (107)$$

Из стандартного ряда выбираю размер труб для трубного пучка $d = 51 \times 3,5$ мм.

Количество труб сетевого подогревателя в одном ходе, шт:

$$n = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot d_{6н}^2 \cdot \omega_2 \cdot \rho_6}, \quad (108)$$

$$n = \frac{4 \cdot 172,28}{3,14 \cdot 0,044^2 \cdot 1,13 \cdot 963,55} = 105$$

где скорости нагреваемой и греющей сред определяются из следующих соотношений, м/с:

$$\omega_2 = 35 \cdot \sqrt{v_6} = 35 \cdot \sqrt{0,00104} = 1,13 \quad (109)$$

$$\omega_1 = 80 \cdot \sqrt{v_n} = 80 \cdot \sqrt{0,95} = 77,9 \quad (110)$$

Общая длина труб, м:

$$l = \frac{F \cdot d \cdot \omega_2 \cdot \rho_6}{4 \cdot G}, \quad (111)$$

$$l = \frac{216,6 \cdot 0,044 \cdot 1,13 \cdot 963,55}{4 \cdot 172,28} = 15$$

Подогреватель выполняем четырех ходовым с длиной одного хода 3,75.

С учетом предварительно выбранного числа ходов общее количество труб в теплообменном аппарате определяется как:

$$N = n \cdot z = 105 \cdot 4 = 420 \quad (112)$$

4.4 Компоновка трубного пучка

Компоновка трубного пучка начинают с определения способа закрепления и способа расположения трубок на трубной решетке. Выбираю закрепление трубок с помощью сварки. Для выбора способа расположения предварительно находим величину шага трубок, м:

$$t = 1,25 \cdot d_n = 1,25 \cdot 0,051 = 0,064 \quad (113)$$

Количество окружностей либо шестиугольников, шт:

$$m = \frac{\sqrt{12 \cdot N - 3} - 3}{6} = \frac{\sqrt{12 \cdot 420 - 3} - 3}{6} = 12 \quad (114)$$

Определим число труб, которое может быть установлено на данном количестве окружностей либо шестиугольников:

$$N' = 1 + 3 \cdot m + 3 \cdot m^2 = 1 + 3 \cdot 12 + 3 \cdot 12^2 = 469 \quad (115)$$

так как $N' > N$ то располагаем трубки в трубной доске по концентрическим окружностям.

Внутренний диаметр корпуса, м:

$$D_6 = D' + d_n + 2 \cdot x = 1,536 + 0,051 + 2 \cdot 0,008 = 1,6 \quad (116)$$

Кольцевой зазор между крайней трубкой и стенкой корпуса $x = 6 \div 10$ мм.

Выбираю эллиптический тип крышки. Заканчиваю компоновку трубного пучка определением диаметров всех патрубков подвода и отвода теплоносителей.

Диаметр наружной концентрической окружности:

$$D^1 = 2 \cdot m \cdot t = 2 \cdot 12 \cdot 0,064 = 1,536 \quad (117)$$

4.5 Компоновка межтрубного пространства

Задачей компоновки межтрубного пространства является определение необходимости установки в межтрубном пространстве теплообменного аппарата поперечных перегородок по ходу движения греющей среды. И в случае положительного ответа – определение основных конструктивных размеров этих перегородок.

Площадь межтрубного пространства без учета наличия перегородок, м²:

$$S_{мп} = \frac{\pi}{4} (D_6^2 - N d_{нар}^2), \quad (118)$$

$$S_{мп} = \frac{\pi}{4}(1,6^2 - 469 \cdot 0,051^2) = 1,05$$

Объемный секундный расход греющего пара, м/с:

$$V_n = \frac{D_n}{\rho_n} = \frac{13,75}{1,05} = 13,1 \quad (119)$$

Расчет фактической скорости пара в межтрубном пространстве, м/с:

$$W_{факт} = \frac{V_n}{S_{мп}} = \frac{13,1}{1,05} = 12,48 \quad (120)$$

В виду того, что действительная скорость пара в межтрубном пространстве подогревателя получилась меньше рекомендуемой скорости ($\omega_n^d < \omega_n^{рек}$), то принимается решение о необходимости установки в межтрубном пространстве теплообменника перегородок, уменьшающих площадь межтрубного пространства, вследствие чего действительную скорость пара ω_i^d можно поднять до рекомендуемых значений ($\omega_n^d = \omega_n^{рек}$), обеспечив тем самым высокую эффективность теплообмена.

Площадь межтрубного пространства с учетом устанавливаемых перегородок, м²:

$$S'_{мп} = \frac{V_n}{W_{рек}} = \frac{13,1}{30} = 0,44 \quad (121)$$

$$S_1 = S_2 = S_3 = S'_{мп}$$

Площадь внутри кольца, м²:

$$S_1 = \frac{\pi D_1^2}{4} \left(1 - 0,91\eta \left(\frac{d_{нар}}{t}\right)^2\right) = 0,61 \quad (122)$$

$\eta = 0,8$ - коэффициент заполнения трубной решетки.

Внутренний диаметр кольца, м:

$$D_1 = 1,3$$

Площадь кольцевого зазора между краями диска и стенкой корпуса, м²:

$$S_2 = \frac{\pi}{4}(D_e^2 - D_2^2) = 0,61 \quad (123)$$

Диаметр диска, м:

$$D_2 = 1,4$$

Площадь вертикального цилиндра, образованного перегородками, м²:

$$S_3 = \pi D_o h \left(1 - \frac{d_{нар.}}{t}\right) = 0,61 \quad (124)$$

Средний диаметр перегородки:

$$D_o = \frac{D_1 + D_2}{2} = \frac{1,3 + 1,4}{2} = 1,35 \quad (125)$$

Расстояние между перегородками:

$$h = 0,5$$

4.6 Размеры патрубка

Диаметр патрубка для подвода греющей среды (пара) определяется по выражению, м:

$$D_{намп} = 1,13 \sqrt{\frac{D_n}{\omega_n \cdot \rho_n}} = 1,13 \sqrt{\frac{13,75}{81,9 \cdot 1,05}} = 0,45 \quad (126)$$

Диаметр патрубка для отвода конденсата греющего пара определяется по выражению, м:

$$D_{намп}^к = 1,13 \sqrt{\frac{D_n}{\omega_г \cdot \rho_г}} = 1,13 \sqrt{\frac{25}{1,16 \cdot 911,15}} = 0,17 \quad (127)$$

где D_n - расход греющего пара, кг/с;

ω_n - скорость пара на входе в ПВД, м/с;

$\omega_г$ - скорость дренажа на выходе, м/с;

4.7 Расчет элементов подогревателя на прочность

Задачей расчета на прочность является определение толщины наиболее нагруженных элементов по условию обеспечения их надежной работы. В основу расчета на прочность положена методика по предельным нагрузкам. При этом за предельную нагрузку принимается такая нагрузка, которая вызывает разрушения всей конструкции теплообменного аппарата.

4.7.1 Расчет на прочность стенки корпуса

Необходимая толщина стенки корпуса, м:

$$S_{корп} \geq \frac{P_n \cdot D_6}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P_n} + c \quad (128)$$

$$S_{кр} = \frac{0,205 \cdot 1,6}{2 \cdot 0,7 \cdot 150 - 0,205} + 0,005 = 0,0065$$

$\varphi = [0,65 \div 1]$ - коэффициент прочности;

$[\sigma] = 108$ МПа - допускаемое напряжение;

$c = [4 \div 5]_{мм}$ - прибавка к расчетной толщине стенки.

4.7.2 Расчет на прочность крышки водяной камеры

Толщина крышки водяной камеры, м:

$$S_{кр} \geq \frac{P_6 \cdot D_6}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot P_6} + c \quad (129)$$

где $P_в = 10$ – давление нагреваемой среды, МПа

$$S_{кр} = \frac{1 \cdot 1,6}{2 \cdot 0,7 \cdot 150 - 0,5 \cdot 1} + 0,005 = 0,0126$$

4.7.3 Расчет на прочность трубной доски

В качестве расчетного давления на трубную доску принимается наибольшее из давлений двух сред, находящихся по разные стороны трубной доски. Если по одну сторону труб имеется избыточное давление, а по другую – вакуум, расчет трубных досок следует производить на разность давлений. Расчетная температура принимается равной наибольшей температуре протекающих по обе стороны трубной доски теплоносителей:

$$S_{m.д.} \geq 0,393 \cdot K_{m.д.} \cdot D_{m.д.} \cdot \sqrt{\frac{P_6}{\varphi \cdot [\sigma]}} \quad (130)$$

где φ – коэффициент прочности;

K – коэффициент, учитывающий способ закрепления трубной доски.

Для трубных досок, зажатых между фланцами со сквозными отверстиями под болты и шпильки $K = 1$.

$$D_{m.д.} = D_{\phi} + 2 \cdot S_{корн} + 3 \cdot d_{\phi} \quad (131)$$

Диаметр болта, м:

$$d_{\phi} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{P_{\phi} \cdot n_{\phi}}{[\sigma]}} + 0,005, \quad (132)$$

где $n_{\phi} = 5 \div 8 = 6$ – коэффициент запаса прочности.

$$d_{\phi} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{0,04 \cdot 6}{150}} + 0,005 = 0,052$$

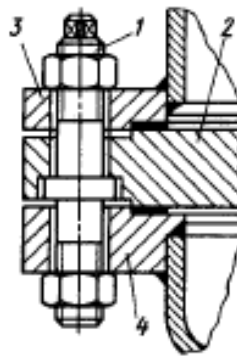
Диаметр трубной доски, м:

$$D_{m.д.} = 1,6 + 2 \cdot 0,0065 + 3 \cdot 0,052 = 1,628$$

Толщина трубной доски, м:

$$S_{m.д.} = 0,393 \cdot 0,9 \cdot 1,628 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,7 \cdot 150}} = 0,056$$

На рисунке 12 представлен способ крепления трубной доски.



1 – шпилька; 2 – трубная доска; 3,4 – фланец.

Рисунок 12 – Фланцевое соединение трубной доски со сквозными отверстиями под болты

4.7.4 Расчет болтовых соединений

Для крепления фланцев с крышкой водяной камеры используют шпильки либо болты, а целью расчета болтовых соединений является

определение диаметра болта, шага между болтами на фланце и числа болтов. Диаметр болта определен выше.

Шаг между болтами, м:

$$S_{\phi} = (4 \div 5) \cdot d_{\phi} = 4 \cdot 0,05 = 0,2 \quad (133)$$

Число болтов, шт.:

$$z = \frac{\pi \cdot D_{\phi}}{S_{\phi}} = \frac{3,14 \cdot 1,831}{0,2} = 28 \quad (134)$$

где D_{ϕ} – диаметр расположения осевых линий болтов, м.

$$D_{\phi} = D_{\phi} + 2 \cdot S_{\text{корн}} + 1,5 \cdot d_{\phi} = 1,6 + 2 \cdot 0,0065 + 1,5 \cdot 0,05 = 1,688 \quad (135)$$

4.7.5 Расчет фланцев

Расчет фланцевого соединения включает в себя расчет номинальной толщины фланца. Следует отметить, что болты во фланцевых соединениях используют реже, чем шпильки, так как при затяжке болта в стержне возникает большое скручивающее напряжение со стороны головки.

$$S_{\phi} \geq \beta \cdot \sqrt{\frac{P_{\phi} \cdot (R_{\phi} - R_{\phi}) \cdot S_{\phi}}{[\sigma] \cdot (S_{\phi} - d_{\phi}) \cdot d_{\phi}}} + 0,0012 \quad (136)$$

где $\beta = 0,45$ – коэффициент, учитывающий ослабление прочности при возникновении концентрических напряжений от затяжки болта;

$P_{\phi} = 0,04$ – усилие на один болт, Мпа.

R_{ϕ} – радиус осевой линии расположения болтов на фланце, м:

$$R_{\phi} = \frac{D_{\phi}}{2} = \frac{1,688}{2} = 0,844 \quad (137)$$

R_{ϕ} – радиус внутреннего корпуса теплообменника, м:

$$R_{\phi} = \frac{D_{\phi}}{2} = \frac{1,6}{2} = 0,8 \quad (138)$$

Толщина фланца, м:

$$S_{\phi} \geq 0,45 \cdot \sqrt{\frac{0,04 \cdot (0,844 - 0,8) \cdot 0,2}{150 \cdot (0,2 - 0,05) \cdot 0,5}} + 0,0012 = 0,0092 \quad (139)$$

Диаметр фланца, м:

$$D_{\phi} = D_{m.\partial.} = 1,628$$

(140)

5 Охрана окружающей среды

5.1 Расчет содержания вредных веществ в продуктах сгорания

Основными вредными веществами, выделяющиеся при сжигании твердого органического топлива являются оксиды серы, азота и выбросы золы. Рассчитаем выброс каждой из этих составляющих на входе в золоулавливающую установку.

Расчет будет проводиться для одного отдельно взятого котельного агрегата. Расход топлива на работу парогенератора B_{pac} , кг/с был найден в формуле (59):

$$B_{pac} = 40,964 \quad (141)$$

Основное количество серы (около 90%) сгорает до SO_2 , поэтому ее выброс, г/с, определяется по этому оксиду [13]:

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

где S^p – содержание серы на рабочую массу, %;

η_{SO_2} – доля оксидов, улавливаемых летучей золой в газоходах котла;

B – расход топлива на котел, кг/с;

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0,19 \cdot 40,964 \cdot (1 - 0,1) = 140,1$$

Определение суммарных выбросов оксидов азота сводится к определению выбросов диоксида NO_2 , г/с [13]:

$$M_{NO_2} = B \cdot Q_p^h \cdot K_{NO_2} \quad (143)$$

где Q_p^h – теплота сгорания топлива, МДж/кг;

B – расчетный расход топлива, кг/с;

K_{NO_2} – удельный выброс оксидов азота, кг/ГДж, складывается из топливных и термических (воздушных) оксидов [13]:

$$K_{NO_2} = K_{NO_2}^T + K_{NO_2}^B \quad (144)$$

где $K_{NO_2}^T$, $K_{NO_2}^B$ – удельный выброс соответственно топливных и термических (воздушных) оксидов азота, кг/ГДж.

Удельный выброс топливных окислов азота, [13] кг/ГДж:

$$K_{NO_2}^T = 0,12 \cdot \xi_{NO_2} \cdot B_\alpha \cdot B_z \cdot B_{cm} \cdot B_v \cdot B_{pec} \quad (145)$$

Где ξ_{NO_2} – содержание азота в органической части топлива;

$B_\alpha, B_z, B_{cm}, B_v, B_{pec}$ – безразмерные коэффициенты, характеризующие влияние различных конструктивных и режимных параметров, принимаем для них следующие значения [13]:

Влияние коэффициента избытка воздуха в горелках на образование топливных оксидов азота учитывается с помощью коэффициента B_α , который равен:

для прямооточных горелок:

$$B_\alpha = (0,53 \cdot \alpha_z + 1,2)^2, \quad (146)$$

$$B_\alpha = (0,53 \cdot 1,075 + 1,2)^2 = 3,13$$

Коэффициент, учитывающий долю первичного воздуха α_1 в диапазоне $\alpha_1 = 0,15 \div 0,55$, описывается выражением:

$$B_\alpha = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48, \quad (147)$$

$$B_\alpha = 1,73 \cdot 0,25 + 0,48 = 0,912$$

Поправочный коэффициент, учитывающий интенсивность смешения вторичного воздуха и аэросмеси на начальном участке факела за счет соотношения скоростей, равен для прямооточных горелок (при $1,4 \leq \frac{W_2}{W_1} \leq 4$):

$$B_v = 0,11 \cdot \sqrt[3]{T_{zag}'' - 1100}, \quad (148)$$

где T_{zag}'' – температура за зоной активного горения, К;

$$B_v = 0,11 \cdot \sqrt[3]{1400 - 1100} = 0,73$$

Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов в первичном воздухе:

$$B_{pec} = 1 - 0,016 \sqrt{r}, \quad (149)$$

где r – доля рециркуляции дымовых газов, $0 \leq r \leq 30$, %;

$$B_{\text{pec}} = 1 - 0,016\sqrt{15} = 0,94$$

Содержание азота в органической части топлива:

$$\xi_{NO_2} = F_p^{0,6} \cdot (1 + N^{\text{сyx}}); \quad (150)$$

где F_p – топливный коэффициент [13]:

$$F_p = \frac{C^{c6}}{V^z}, \quad (151)$$

где C^{c6} – содержание связанного углерода, %;

V^z – выход летучих веществ, %.

$$C^{c6} = 100 - W^p - A^p - V^z, \quad (152)$$

$$C^{c6} = 100 - 29,1 - 6,8 - 45,82 = 18,28$$

$$F_p = \frac{18,28}{45,82} = 0,39$$

$N^{\text{сyx}}$ – содержание азота на сухую массу, %:

$$N^{\text{сyx}} = \frac{100 - N^p}{100 - W^p}, \quad (153)$$

$$N^{\text{сyx}} = \frac{100 - 0,6}{100 - 289,1} = 1,4$$

$$\xi_{NO_2} = 0,39^{0,6} \cdot (1 + 1,4) = 1,3$$

$$K_{NO_2}^T = 0,12 \cdot 1,3 \cdot 3,13 \cdot 0,912 \cdot 1,98 \cdot 0,73 \cdot 0,94 = 0,605$$

Удельный выброс термических оксидов азота равен, кг/ГДж [13]:

$$K_{NO_2}^B = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{T_{\text{заг}}''}} \cdot \sqrt{\frac{\alpha_{\text{заг}}'' - 1}{\alpha_{\text{заг}}''}} \cdot \exp\left(-\frac{67000}{T_{\text{заг}}''}\right), \quad (154)$$

где $T_{\text{заг}}'' = 1400$ – температура за зоной активного горения, К;

$\alpha_{\text{заг}}'' = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха на выходе из зоны активного горения;

$$K_{NO_2}^B = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{1400}} \cdot \sqrt{\frac{1,2-1}{1,2}} \cdot \exp\left(-\frac{67000}{1400}\right) \approx 0$$

$$K_{NO_2}^B = 0,605$$

Суммарный выброс оксидов азота, г/с:

$$M_{NO_2} = 0,605 \cdot 19,86 \cdot 40,964 = 492,19$$

Расход летучей золы на входе в золоуловитель, г/с рассчитаем по формуле [13]:

$$M_3 = 10^3 \cdot \alpha_{yn} \cdot \frac{A_p + q_4 \cdot \frac{Q_p^H}{327}}{100} \cdot B, \quad (155)$$

где α_{yn} – доля твердых частиц, уносимых из топки;

A_p – зольность топлива на рабочую массу, %;

q_4 – потери тепла с механическим недожогом, %;

Q_p^H – теплота сгорания топлива, МДж/кг;

B – расчетный расход топлива, кг/с;

$$M_3 = 10^3 \cdot 0,95 \cdot \frac{6,8 + 1 \cdot \frac{19,86}{327}}{100} \cdot 40,964 = 2669,91$$

Суммарное количество загрязняющих веществ на входе в золоулавливающую установку, г/с:

$$M = M_{SO_2} + M_{NO_2} + M_3, \quad (156)$$

$$M = 140,1 + 492,19 + 2669,91 = 3302,2$$

5.2 Расчет дымовой трубы

Выбор высоты и количества дымовых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало ПДК вредных примесей.

Выбросы золы в дымовую трубу для всех котлоагрегатов, г/с:

$$M_{зол}^{d.m.} = 2669,91 \cdot 2 \cdot \frac{100-98}{100} = 106,8$$

Выбросы сернистого газа со всех котлоагрегатов, г/с:

$$M_{SO_2}^{\partial.m.} = 140,1 \cdot 2 = 280,2$$

Выбросы оксидов азота со всех котлоагрегатов, г/с:

$$M_{NO_2}^{\partial.m.} = 492,19 \cdot 2 = 984,38$$

Суммарный выброс вредных веществ в атмосферу, г/с:

$$M_{NO_2}^{\partial.m.} = 106,8 + 280,2 + 984,38 = 1371,38$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м [3]:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{нд}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V_{труб} \cdot \Delta T}}} \quad (157)$$

где $A=200$ – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе [3];

$F=2$ – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений [3];

$m=0,9$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы [3];

$n=1$ – число труб [10];

$V_{труб}$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, м³/с;

$C_{нд}$ – предельно допустимая концентрация вредных примесей, мг/м³;

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

M – суммарный выброс загрязняющего вещества г/с;

$$V_{труб} = 2 \cdot B_{рас} \cdot (V_{ух.г} + \Delta \alpha \cdot V_a^0) \cdot \frac{\vartheta_d + 273}{273}, \quad (158)$$

$$V_{труб} = 2 \cdot 40,964 \cdot (4,976 + 0,123 \cdot 4,24) \cdot \frac{160 + 273}{273} = 714,37$$

$$\Delta T = \vartheta_d - t_{хв} = 160 - 30 = 130, \quad (159)$$

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 1371,38 \cdot 2 \cdot 0,9}{0,5}} \times \sqrt[3]{\frac{1}{714,37 \cdot 130}} = 147,664$$

Эффективная высота выброса дымовых газов, м [3]:

$$H_{эф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (160)$$

где $d_0=6.67$ м – диаметр устья трубы;
 $\omega_0=25$ м/с – скорость газов в устье трубы [3];
 $v=4,5$ м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли [3];
 $\varphi=1,71$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [3];

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эф} = 147,664 + 1,9 \cdot \frac{6,67 \cdot 25}{4,5 \cdot 1,71} = 188,837$$

5.3 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтрами, типа ЭГД 2-128-9-6-4-200-5 с КПД=98%.

Расшифровка обозначения ЭГД 2-128-9-6-4-200-5:

ЭГД - электрофильтр горизонтальный двухярусный;

2 - количество секций;

128 - условное количество газовых проходов в двух ярусах (верхний ярус - 64, в нижнем ярусе: 56);

9 - номинальная высота электродов;

6 - количество элементов по 640 мм в осадительном электроде;

4 - количество электрических полей по длине электрофильтра;

200 - максимально допустимая температура дымовых газов (°С);

5 - допустимое разрежение в электрофильтре (КПа).

Расход летучей золы на входе в фильтр, кг/ч:

$$M_{зол}^{ex} = 0,01 \cdot B \cdot \alpha_{ун} \cdot A^p + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}, \quad (161)$$

где $B = 147470,4$ кг/ч – часовой расход сжигаемого топлива;

$\alpha_{ун} = 0,95$ – доля золы, уносимая газами [1];

$q_4 = 0,5\%$ – потеря тепла с механическим недожогом [1];

$A^p = 6,8\%$ - зольность топлива на рабочую массу, по таблице 8.

$$M_{зол}^{ex} = 0,01 \cdot 40,964 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 6,8 + 0,01 \cdot 40,964 \cdot 3600 \cdot 0,5 \cdot \frac{19860}{32700} = 9974,41$$

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{ex} \cdot \frac{100 - \eta_{зу}}{100} = 9974,41 \cdot \frac{100 - 98}{100} = 199,488, \quad (162)$$

где $\eta_{зу}$ – КПД золоуловителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте был выполнен проект КЭС для Алтайского края электрической мощностью 660 МВт, максимальной отопительной мощностью 60 МВт. КЭС работает на Мунайских бурых углях.

На станции установлены два котлоагрегата Пп-1000-25-545 (П-64), с двумя турбоагрегатами типа К-330-240.

При выполнении курсового проекта были произведены следующие расчеты:

- расчет принципиальной тепловой схемы с уточнением коэффициента регенерации;
- расчет технико-экономических показателей проектируемой станции;
- выбор и расчет вспомогательного оборудования;
- конструирование и краткий расчет систем топливоснабжения;
- золоудаление и газоочистки;
- разработан генеральный план, а также компоновка главного корпуса;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введен взамен СТО 4.2–07–2012. Дата введения 30 декабря 2013 г. Красноярск ИПК СФУ, 2014. 60с.
2. Михайленко С.А., Цыганок А.П. Тепловые электрические станции Учебное пособие. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 300 с.
3. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов.
5. Администрация Алтайского края постановление от 10 ноября 2008 года N 474 об энергетической стратегии Алтайского края на период до 2020 года.
6. Цыганок А.П., Михайленко С.А. Проектирование тепловые электрических станций: Учебное пособие. - Красноярск: КГТУ, 2006. 136 с.
7. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под ред. В.А Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1982. 624 с.
8. Цыганок А.П. Тепловые и атомные электрические станции: Учебное пособие: В 2 ч. Ч. 2. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. 123 с.
9. Ривкин С.Д., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. - М.: Энергоатомиздат, 1984.
10. Котельный агрегат: Справочно-нормативные данные по курсовому проектированию для студентов специальности 100500 / Сост. И.С. Деринг, В.А. Дубровский, Т.И. Ахорзина. - Красноярск: КГТУ, 2000. 40 с.
11. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчетов: Учеб. Пособие. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. 80 с.
12. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу. Учебн. пос., 2-е изд. испр. и доп./ Под ред. П. В. Рослякова. – М.:Издательство МЭИ, 2002-84с.
13. Бойко, Е. А. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок : методическое указание к дипломному проектированию для студентов / Е. А. Бойко, С. М. Куликов. - Красноярск : изд-во ИПЦ КГТУ, 1995. - 32 с.