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
« ___ » _____ 2016 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

140101.65, Тепловые электрические станции
код и наименование специальности

Проект КЭС 660МВт
наименование темы

Пояснительная записка

Руководитель _____ доцент, к.т.н. П.В. Шишмарев
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ В. С. Карачаков
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломного проекта по теме _____
_____Проект КЭС 660 МВт_____

Консультанты:

Экономика	_____	Л.В.Голованова
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_Безопасность жизнедеятельности	_____	В.В.Колот_
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технический контроль	_____	С.А. Михайленко
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	П.В.Шишмарев
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Введение……...…...3
1 Экономическая часть……...5
1.1 Актуальность дипломного проекта …….5
1.2 Расчет основных технико–экономических показателей проектируемой ТЭС ……..5
1.3 Расчет себестоимости единицы энергии 9
1.4 Расчет показателей экономической эффективности строительства станции……....13
1.5 Оценка инвестиционного риска методом анализа чувствительности…….....15
2 Расчетная часть……...17
2.1 Описание тепловой схемы электростанции и подготовка данных к расчету……...……....17
2.2 Построение процесса расширения пара в турбине…… …….....18
2.3 Определение параметров по элементам схемы ……...20
2.4 Расчет установки по подогреву сетевой воды ……...……..23
2.5 Определение расхода пара на турбину …….....24
2.6 Баланс пара и конденсата ……..25
2.7 Расчет регенеративной схемы ……...27
2.8 Расчет технико–экономических показателей работы станции ……..34
2.9 Выбор вспомогательного оборудования ……..36
3 Общая часть……39
3.1 Генеральный план ……...39
3.2 Компоновка главного корпуса ……40
3.3 Проектирование топливного хозяйства …….……42
3.4 Выбор механизмов системы пылеприготовления.. …….....45
3.5 Золоулавливание …….....48
3.6 Золоудаление ……...58
3.7 Система водоснабжения …….....50
4 Индивидуальное задание…….....51
4.1 Исходные данные ……...51
4.2 Определение эскизной поверхности подогревателя ……...52

4.3 Определение основных конструктивных размеров сетевого подогревателя ……53
4.4 Компоновка трубного пучка ……54
4.5 Конструирование межтрубного пространства ……56
4.6 Уточнение коэффициента теплопередачи и определение расчетной поверхности теплообмена……57
4.7 Расчет элементов сетевого подогревателя на прочность ……59
5 Охрана окружающей среды……63
5.1 Воздействие КЭС на окружающую среду……63
5.2 Расчет содержания вредных веществ в продуктах сгорания……64
5.3 Расчет дымовой трубы……68
6 Безопасность проектируемого объекта……70
6.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредный условий труда……70
6.2 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса……71
6.3 Производственная санитария……77
6.4 Предотвращение аварийных ситуаций……83
6.5Техническое освидетельствование……86
6.6 Обеспечение устойчивости объекта в чрезвычайных ситуациях……91
6.7 Расчет заземления ……92
Заключение……96
Список использованных источников……97

ВВЕДЕНИЕ

Необходимость электрической энергии для современного производства и быта человека общеизвестна. Промышленное значение имеет химически связанная энергия органического топлива, гидравлическая энергия рек, энергия деления ядра атома. Основными производителями электрической и тепловой энергии являются тепловые электрические станции на органическом топливе, производящие около 75 % электроэнергии в мире и около 80 % электроэнергии в нашей стране. Электроэнергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства. На современном этапе эта роль неизмеримо возрастает.

Основным потребителем электроэнергии является промышленность. Следя за нынешним состоянием производства можно сделать вывод, что оно нуждается в большом потреблении электроэнергии. Строятся так же новые жилые и производственные массивы, что предопределяет ввод в строй все новых и новых энергетических мощностей, так как старое оборудование выработало уже свой ресурс или пришло в негодность. Прирост электроэнергии возможен за счет строительства новых и расширения действующих станций.

Тепловые электрические станции получили быстрое развитие, начиная с двадцатых годов прошлого века. В 1920 году в нашей стране был принят Государственный план электрификации России (план ГОЭЛРО), разработанный комиссией под руководством Г.М. Кржижановского.

В соответствии со стратегией социально-экономического развития Алтайского края на период до 2025 года предусмотрено увеличить, через 9 лет, рост валового регионального продукта в 3,5 раза. Чтобы достичь этой планки, энергетические мощности края должны увеличиться в 1,9 раза.

Одной из важных инфраструктурных составляющих для реализации регионального проекта создания особо значимых аграрных территорий «Комплексное развитие Алтайского Приобья» является строительство Алтайской КЭС.

В ближайшем будущем остро стоит вопрос электрообеспечения объектов Бийского энергоузла, в связи с созданием на территории Алтайского края, особой экономической зоны туристско-рекреационного типа «Бирюзовая Катунь» и игорной зоны «Сибирская монета».

По данным Системного оператора ЕЭС России потребление электро энергии в Алтайском крае за 2015 год составляет 10681,6 млн. кВт·ч [18]. По данным Риарейтинг 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%).

Существующее состояние топливно-энергетического комплекса Алтайского края, а также наличие имеющихся сырьевых ресурсов в регионе (прогнозные запасы бурого угля в Солтонском районе края более 1 млрд.

тонн) дают предпосылки создания вблизи ООО «Мунайский Разрез» тепловой электрической станции мощностью 660 МВт. При создании ТЭС вблизи Мунайского месторождения возможно производить электроэнергию в объёме 4759,7 млн. кВт·ч в год, что обеспечит недостающую энергопотребность края и дополнительные рабочие места.

В данной ситуации для обеспечения энергобезопасности 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.

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

1 Экономическая часть

1.1 Актуальность дипломного проекта

Актуальность темы дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период 2030 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства.

Для обеспечения прогнозируемых уровней электро- и теплопотребления при оптимистическом варианте развития необходимо создание генерирующих мощностей на электрических станциях России (с учётом замены и модернизации) до 2030 г. не менее 130 млн. кВт, в том числе на гидро- и гидроаккумулирующих электростанциях 44 млн. кВт, на атомных 28 млн. кВт и на тепловых 58 млн. кВт.

Таким образом, согласно энергетической стратегии ввод новых мощностей не изменит структуру установленной мощности электрических станций, в которой наибольший удельный вес занимают ТЭС.

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 Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой ТЭС

1.2.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

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:

$$U_э = U_т + U_{зп} + U_а + U_{тр} + U_{пр}, \quad (1.1)$$

где $U_т$ – затраты на топливо;

$U_{зп}$ – расходы на оплату труда;

$U_а$ – амортизация основных производственных средств;

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

$U_{пр}$ – прочие расходы.

1.2.2 Расчёт затрат на топливо

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

$$T_р = 8760 - T_{рем}, \quad (1.2)$$

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

$$T_р = 8760 - 2 \cdot 482 = 7796$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}, \quad (1.3)$$

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

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

$$T_{уст} = 7796 - 300 = 7496$$

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

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{кэс} = W/T_р, \quad (1.4)$$

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

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

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

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

где $n_{бл}$ – число блоков.

$$P_{бл} = 634{,}602/2 = 317{,}301$$

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

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

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

b_1 и b_2 – относительный прирост расхода топлива соответственно до

точки экономической мощности и в зоне перегрузки, т у.т./МВт ч.;

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

$$B_{уст} = (0{,}025 \cdot 330 + 0{,}293 \cdot 330 + (0{,}293 - 0{,}293) \cdot (330 - 330)) \cdot 7796 \cdot 2 = 1578210{,}48$$

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

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

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

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

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

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

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

$$B = 1578210{,}48 + 2300 = 1580510{,}48$$

Затраты на топливо, млн. руб./год:

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

где Ц – цена топлива, руб./т у.т.

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

1.2.3 Расходы на оплату труда

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

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

где $n_у$ =0,39 - штатный коэффициент

$Ф_{зп}$ =228000 - средняя зарплата одного работника за год;

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

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

Расходы только по эксплуатационному персоналу.

1.2.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_а = K \cdot H_а, \qquad (1.11)$$

где $H_а$ – средняя норма амортизации станции в целом;

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

$$K = (K' + K_{бл} \cdot (n_{бл} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{уд}, \qquad (1.12)$$

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

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;

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

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

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

1.2.5 Расходы на ремонт основных средств

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

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

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

$$U_{тр} = 20730{,}243 \cdot \frac{6}{100} = 1243{,}815 \qquad (1.14)$$

1.2.6 Прочие расходы

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

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

$$U_{пр} = 0{,}2 \cdot (U_а + U_{тр} + U_{зп}) + СОЦ, \quad (1.15)$$

где СОЦ – страховые взносы во вне бюджетные фонды по ставке 30% от расходов на оплату труда.

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

Эксплуатационные расходы составят, млн. руб/год:

$$U_э = 2054,664 + 58,687 + 1554,768 + 1243,994,815 + 589,06 = 5500,994$$

1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч:

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

Выработка электроэнергии, МВт ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст} = 660 \cdot 7496 = 4947360$$

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

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

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U^э_{отп} = U_э / W_{отп}, \quad (1.17)$$

$$U^э_{отп} = 5500,994/4759360,32 = 1,156$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U^э_{выр} = U_э / W, \quad (1.18)$$

$$U^{э}_{выр} = 5500,994/4947360 = 1,112$$

Во втором варианте расчёта установленная мощность КЭС остаётся прежней, состав основного оборудования: 4 блока К-165-130 с котельными агрегатами производительностью 670 т/ч.

Второй вариант расчёта сведём в таблицу 1.1, т.к. методика расчёта повторяет методику, описанную выше.

Таблица 1.1 – Пересчёт технико-экономических показателей станции и себестоимости единицы электроэнергии

Наименование показателя	Значение показателя
Число часов фактической работы турбоагрегата, ч.	$T_р = 8760 - 2 \cdot 382 = 7996$
Выработка установленной мощности на КЭС, МВт ч.	$W = 660 \cdot 7696 = 5079360$
Средняя нагрузка электростанции, МВт.	$P_{кэс} = 5079360/7996 = 635,238$
Среднегодовая нагрузка блока, МВт.	$P_{бл} = 635,238/4 = 158,809$
Годовой расход топлива, т у.т./год.	$B_{уст} = \begin{pmatrix} 0,0212 \cdot 165 + 0,302 \cdot 165 + \\ (0,302 - 0,302) \cdot (165 - 165) \end{pmatrix} \cdot 7996 \cdot 4 = 1645846,752$
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.	$U_т = 1300 \cdot 1646766,752 \cdot 10^{-6} = 2140,797$
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.	$U_а = 23236,772 \cdot \frac{7,5}{100} = 1742,758$
Расходы по ремонтному обслуживанию,	$U_{тр} = 23236,772 \cdot \frac{6}{100} = 1394,206$

млн.руб./год.	
Прочие расходы, млн.руб./год.	$U_{пр} = 0,2 \cdot (1742,758 + 1394,206 + 69,221) + 0,3 \cdot 69,221 = 662,003$
Эксплуатационные расходы, млн.руб./год.	$U_{э} = 2140,797 + 69,2217 + 1742,758 + 1394,206 + 662,003 = 6008,95$
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт ч.	$W_{отп} = 4947360 \cdot (1 - 0,038) = 4752000$
Себестоимость отпущенной энергии, млн.руб./кВт ч.	$U^{э}_{отп} = 6008,95/4759360,32 = 1,263$
Себестоимость выработанной энергии, млн.руб./кВт ч.	$U^{э}_{выр} = 6008,95/5079360 = 1,183$

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование Показателя	Значение показателя	
	вариант 1	вариант 2
Установленная мощность, МВт.	660	660
Состав основного оборудования	2×К – 330	4×К – 165
Число часов использования установленной мощности, ч./год.	7496	7696
Выработка электроэнергии на ТЭС, 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, кг у.т./кВт ч.	0,332	0,346
Себестоимость единицы электроэнергии: а) выработанной, кг у.т./кВт ч. б) отпущенной, кг у.т./кВт ч.	1,112 1,156	1,183 1.263
Штатный коэффициент, чел/МВт.	0,39	0,46
Удельные капитальные вложения, млн. руб./МВт.	20,730	23,236

Таким образом, по показателю проектной себестоимости первый вариант с составом основного оборудования два блока К-330-240 является более предпочтительным.

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

$$Э_{х.р.} = \left(U^{отп}_{рек} - U^{отп}_{сол}\right) \cdot W_{отп}, \qquad (1.19)$$

$$Э_{х.р.} = (1,263 - 1,156) \cdot 4759360,32 = 507,991$$

где $U^{отп}_{рек}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по сопоставляемому варианту, руб./кВт ч.;

$U^{отп}_{сол}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по рекомендуемому варианту состава основного оборудования, руб./кВт ч.;

$W_{отп}$ – годовой отпуск электроэнергии по рекомендуемому варианту, МВт ч.

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

1.4 Расчёт 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 объём 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.:

$$ЧДД = \left(\left[(T - U^{э}_{отп}) \cdot W_{отп} + U_{а} \right] \cdot \frac{1}{(1+0,1)^{n}} \right) - K, \qquad (1.20)$$

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

$U^{э}_{отп}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч. ;

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

n – текущий год;

Т – тариф на отпущенный кВт ч с учётом планируемой рентабельности, руб./кВт ч.

$$T = \frac{12 \cdot Ц_{м} \cdot N_{уст} + Ц_{э} \cdot W_{отп}}{W_{отп}},$$

где $Ц_{м}$ – цена на электрическую мощность (в месяц), по итогам конкурентного отбора составляет 189191,17 руб/МВт.

$Ц_{э}$ – цена на электрическую энергию, руб/кВт·ч, по данным барнаульской ТЭЦ-3 составляет 1,25 руб/кВт·ч ;

$$T = \frac{12 \cdot 189191.67 + 1.25 \cdot 4\,752\,000\,000,00}{4\,752\,000\,000,00} = 1,55$$

Расчёт срока окупаемости КЭС с двумя турбинами К-330-240 МВт сведём 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: -амортизационные отчисления -доход в форме прибыли по отпущенной Эл/энергии	–	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 1876,014	3430,783 1554,768 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	3430,783
4) Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,62	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
5) Чистый дисконтированный доход	-20730,243	3118,894	2835,358	2577,598	2343,271	2130,246	1936,588	1760,534	1600,486	1454,987	1322,715
6) ЧДД нарастающим итогом	-20730,243	-17611,35	-14775,992	-12198,394	-9855,123	-7724,877	-5788,29	-4027,755	-2427,27	-972,283	350,432

Период окупаемости не превышает 10 лет.

Капитальные вложения в проект строительства КЭС 660 МВт окупается на десятый год эксплуатации.

1.5 Оценка инвестиционного риска методом анализа чувствительности

Результирующий показатель в расчетах ЧДД проекта. Оценивается влияние на этот показатель изменения в диапазоне ± 30% двух основных факторов:

- Цены топлива;
- Ставки дисконта.

Расчёт измененного исходного показателя и соответствующего ему значения ЧДД приведен в таблице 1.4 (абсолютный показатель) и в таблице 1.5 (относительный показатель). График чувствительности показателя ЧДД представлен на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.4 – Анализ чувствительности

Показатели	Значение показателя ЧДД, млн.руб						
	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30
Цена топлива, руб./т.у.т.	910	1040	1170	1300	1430	1560	1690
Норма дисконта, %	7	8	9	10	11	12	13
$ЧДД^{Т}$, млн.руб	4137,938	2875,436	1387,161	350,432	-912,07	-2174,571	-3437,073
$ЧДД^{Д}$, млн.руб	3366,14	2290,589	1287,347	350,432	-525,567	-1345,555	-2113,98

Таблица 1.5 – Анализ чувствительности

Показатели	Изменение показателя ЧДД, %						
	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30
$ЧДД^{Т}$, %	1081	720,5	360,3	0	-360,3	-720,5	-1081
$ЧДД^{Д}$, %	860,57	553,65	267,36	0	-249,977	-483,97	-703,25

Показатель ЧДД чрезвычайно чувствителен к изменению цены на топливо и нормы дисконта, причем более чувствителен к изменению цены на топливо. Риск проекта характеризуется как очень высокий.

График чувствительности показателя ЧДД

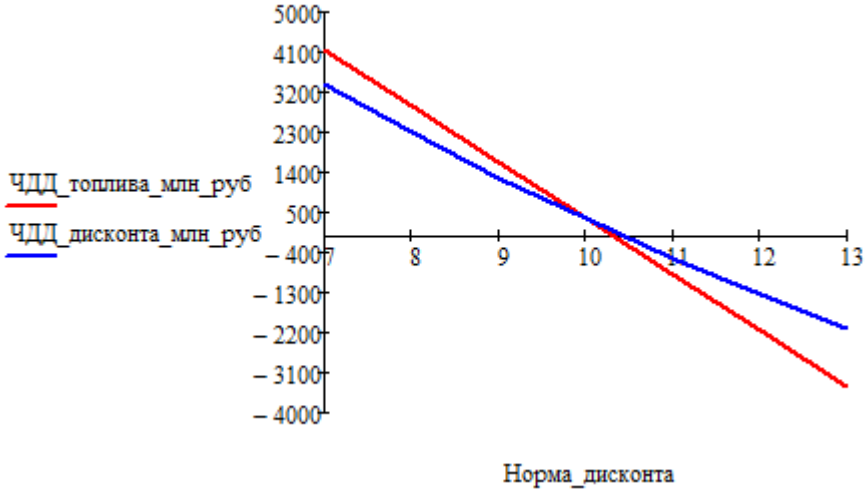


Рисунок 1.1 - График чувствительности показателя ЧДД, млн.руб

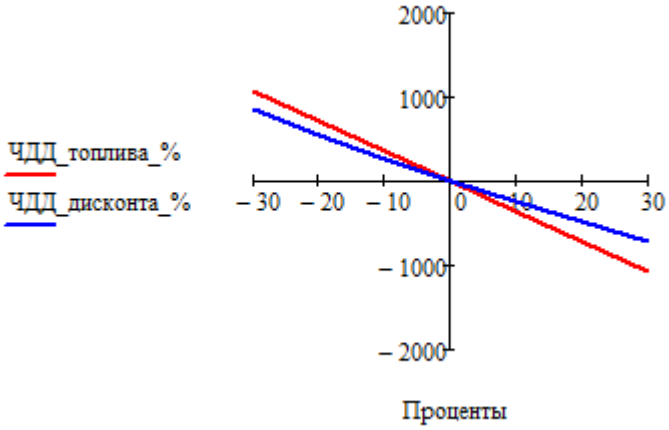


Рисунок 1.2 - График чувствительности показателя ЧДД, %

2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Для проектируемой станции мною были выбраны турбины К-330-240. На рисунке 2.1 изображена принципиальная тепловая схема блока мощностью 330 МВт с турбиной К-330-240

Потери пара и конденсата блока восполняются обессоленной водой, подаваемой в деаэратор. Воздух из конденсаторов главной и приводных турбин отсасывается водоструйными эжекторами.

Таблица 2.1 – Номинальные параметры турбины К-330-240

Наименование параметров	К-330 -240
1. Мощность, МВт	330
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	23.5
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	3.66
температура, °С	540
4. Расход охлаждающей воды, т/ч	36000
5. Давление пара в конденсаторе, МПа	0.00343

Таблица 2.2–Характеристики отборов турбины К-330-240

Характеристика отборов		
Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора	
	Давление, МПа	Температура, °С
ПВД № 1	5,49	350
ПВД № 2	3,92	309
ПВД № 3	1.53	445
Турбопривод	1.53	445
Деаэратор	1.03	369
ПНД № 5	0.59	323
ПНД № 6	0.205	250
ПНД № 7	0.052	90
ПНД № 8	0.022	62

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 85.5\%; \qquad \eta_{oi}^{ЦСД} = 90.1\%; \qquad \eta_{oi}^{ЦНД} = 84.6\%;$$

КПД дросселирования по отсекам:

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

Электромеханический КПД $\eta_{эм}$ = 0.98.
Потери давления пара в промперегреве $\Delta P_{пп}$ = 5%
Температура химически очищенной воды $t_{хов}$ = 30°С;
Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп}$ = 15°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.

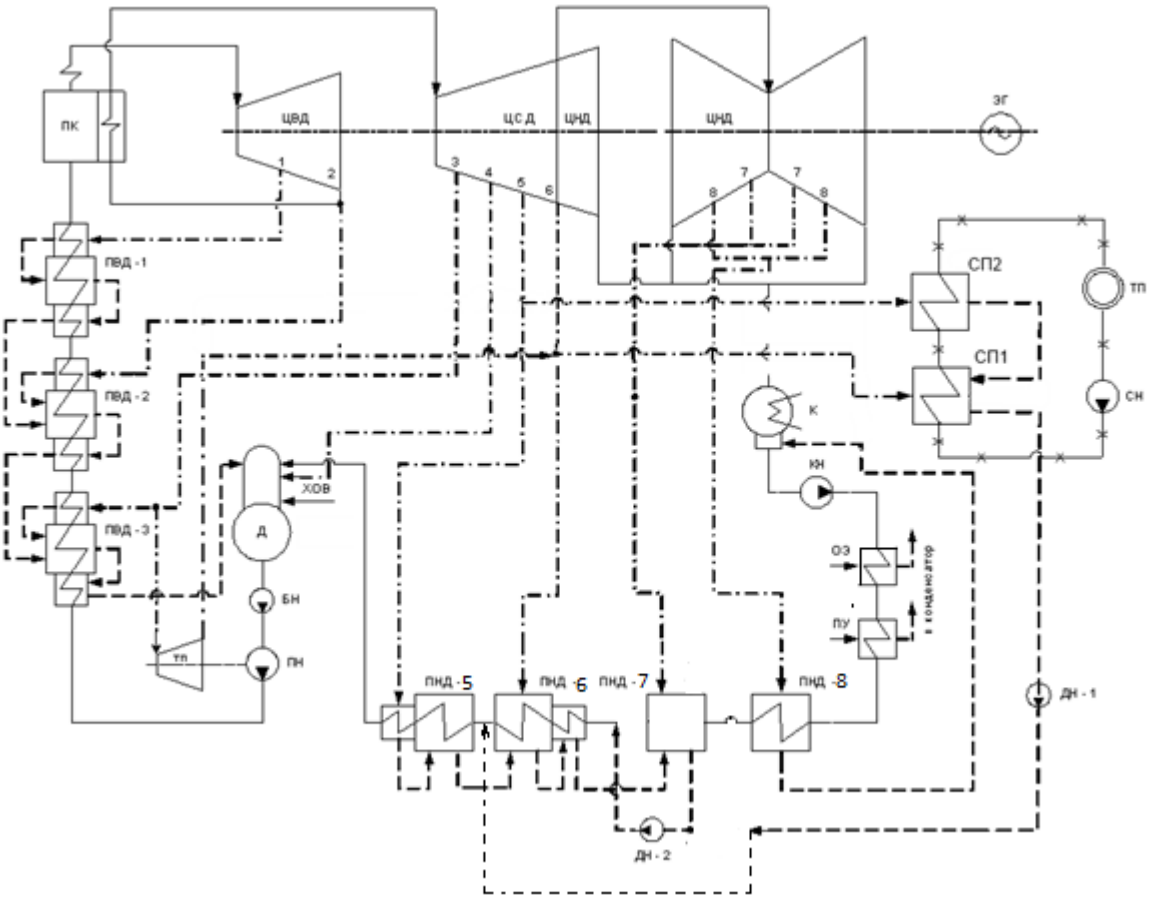


Рисунок 2.1 - Принципиальная схема турбины К-330-240

2.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Процесс расширение пара в турбине представлен на рисунке 2.2.

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

Находим на h-s диаграмме точку A_0. Давления пара с учетом потерь при дросселирование в регулирующих клапанах ЦВД $P_0' = P_0 \cdot з_{др}^{ЦВД} = 23{,}5 \cdot 0.97 = 22{,}8$ МПа точка (А).

Энтальпия в отборах ЦВД находится по формуле:

$$i_i = i_{i+1} - (i_{i+1} - i_{i_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД}$$

Энтальпия в отборах ЦСД находится по формуле:

$$i_i = i_{i+1} - (i_{i+1} - i_{i_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД}$$

Энтальпия в отборах ЦНД находится по формуле:

$$i_i = i_{i+1} - (i_{i+1} - i_{i_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД}$$

Используя значения давлений в отборах, на h-s диаграмме находится значения энтальпий в этих отборах.

Реальный процесс расширения пара в ЦВД изображается линией А-2’. Зная давления и температуру на выходе из ЦВД, на h-s диаграмме находим энтальпию.

Промперегрев пара с учетом потери давления представлен линией 2’-2”.

Аналогично процессу в ЦВД на h-s диаграмме строится процесс расширения в ЦСД и ЦНД.

Реальный процесс расширения пара ЦСД изображается линией 2”-6’.

Реальный процесс ЦНД изображается линией 6”-9.

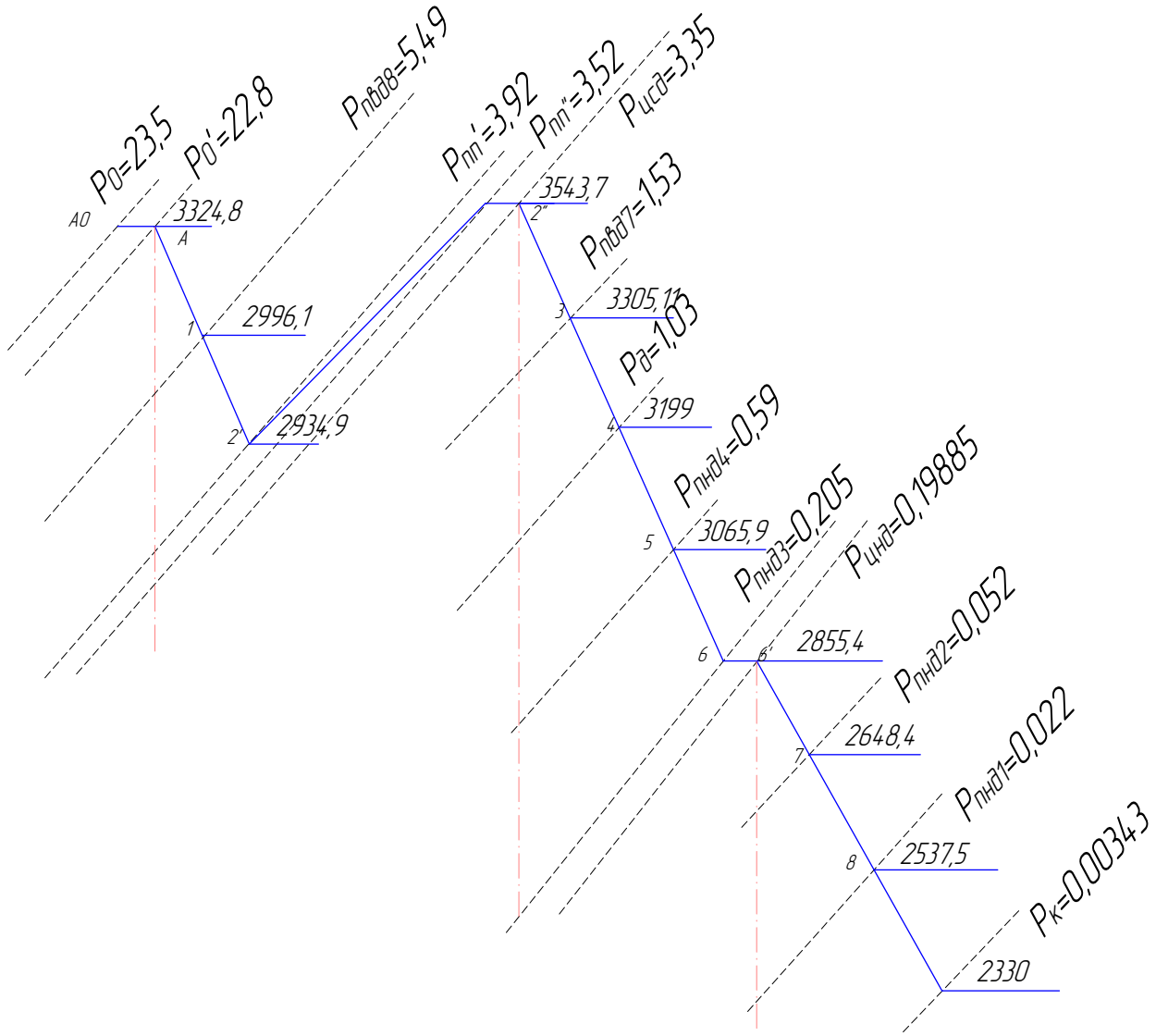


Рисунок 2.2 - Тепловой процесс турбины К-330-240 в i-s диаграмме

2.3 Определение параметров по элементам схемы

Давление пара у подогревателя ПВД-1, с учётом потерь в паропроводе, МПа

$$P_{ПВД1} = 0,95 \cdot P_{ПВД1}^{отб} = 0,95 \cdot 5,49 = 5,2155$$

Температура насыщения греющего пара за ПВД-1, °С

$t_н$ = *266,6*

Энтальпия конденсата греющего пара за ПВД-1, кДж/кг

$h_к$ = *1167,8*

Температура питательной воды за ПВД-1, с учётом недогрева, °С

$t_{пв} = t_н - \vartheta_{ПВД} = 266,6 - 2 = 264,6$

Энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-1, кДж/кг:

$h_{пв} = t_{пв} \cdot C_в = 264,6 \cdot 4,186 = 1107,6$

Энтальпия греющего пара из отбора, кДж/кг:

$i_{отб} = 2996,1$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$h = i_0 - i_{отб} = 3324,8 - 2996,1 = 328,7$

Аналогичным образом подсчитываем значения параметров других подогревателей. Результаты расчётов сводим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчётов параметров воды и пара в подогревателях

Наименование величины	ПВД-8	ПВД-7	ПВД-6	Турбопривод	Д	ПНД-4	ПНД-3	ПНД-2	ПНД-1	К	СП2	П1
Давление отборного пара, МПа	5,49	3,92	1,53	1,53	1,03	0,59	0,205	0,052	0,022	0,0034	0,59	0,205
Энтальпия пара, кДж/кг	2996,1	2394,9	3305,1	3305,1	3199,4	3065,9	2885,4	2648,4	2537,5	2330	3065	2855,4
Давление у подогревателя, МПа	5,2155	3,724	1,4535	1,4535	0,727	0,5605	0,19475	0,0494	0,0209	0,0034	0,560	0,1947
Температура насыщения гр.пара, ^{0}С	266,6	246,2	196,8	196,8	166,5	156,2	119,4	81	61	26,2	156,2	119,4
Температура воды за подогревателем, ^{0}С	264,6	244,2	194,8	194,8	166,5	153,2	116,4	78	58	26,2	150	116,4
Энтальпия воды за подогревателем гр.пара, кДж/кг	1107,6	1023,9	815,4	815,4	697	641,3	487,3	326,5	242,8	109,8	632,3	487,3
Энтальпия конденсата, кДж/кг	1167,8	1067,1	838	838	697	659	501,1	339,2	255,4	109,8	659	501,1
Использованный теплоперепад, кДж/кг	328,7	389,9	628,5	628,5	734,2	867,7	1078,2	1285,2	1396,1	1603,6	867,7	1078,2

2.4 Расчёт установки по подогреву сетевой воды

Блоком предусмотрено отпуск тепла для отопления и горячего водоснабжения города в количестве 60 МВт. Схема отпуска тепла представлена на рисунке 2.3. Схема состоит из двух подогревателей поверхностного вида. СП2 подпитывается из пятого отбора, СП1 подпитывается из шестого отбора.

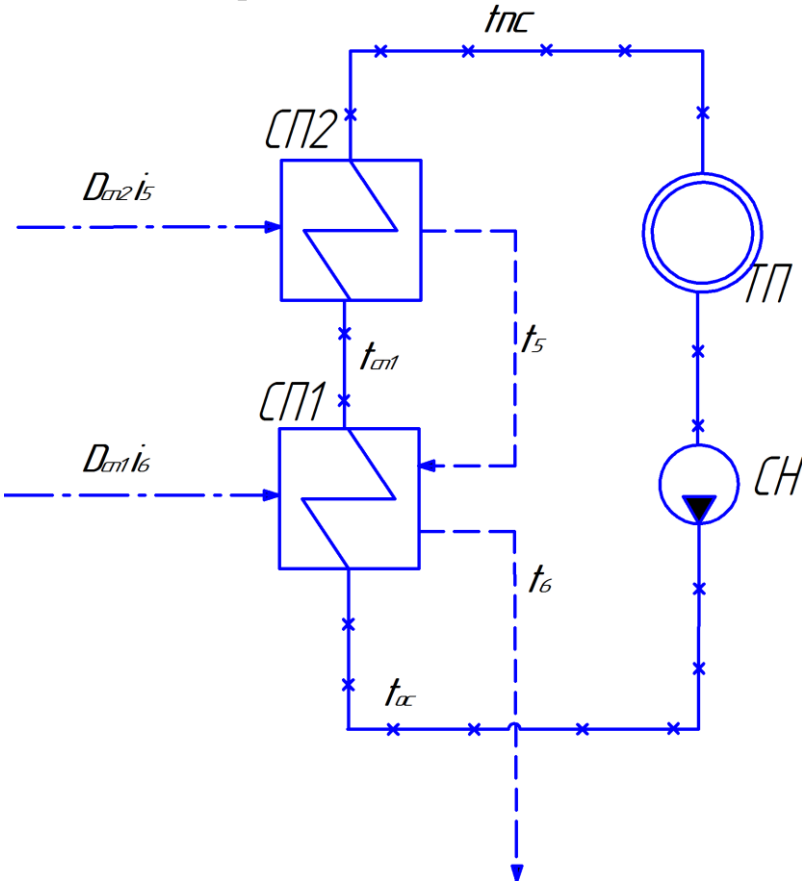


Рисунок 2.3 - Установка по подогреву сетевой воды

Расход сетевой воды находим по формуле, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{\Delta t \cdot C_{св}} \qquad (2.1)$$

$$G_{св} = \frac{60000}{83,2 \cdot 4,186} = 172,28$$

где $Q_{от}^{max}$ - максимальная отопительная нагрузка на турбину, КВт;

$\Delta t = t_{пс} - t_{ос} = 153,2-70=83,2$ – разница между прямой и обратной температурой сетевой воды,°С;

$C_{св}$ - теплоемкость воды, кДж/кг.

$t_{пс}$- температура сетевой воды на выходе из сетевого подогревателя (находится по давлению насыщенного пара перед сетевым подогревателем минус недогрев 3 °С),°С;

Расход пара на сетевой подогреватель 2, кг/с:

$$D_{сп2} = \frac{G_{св} \cdot (t_{пс} - t_{сп1}) \cdot C_{св}}{(i_5 - \overline{t}_5) \cdot \eta_{то}} \tag{2.2}$$

$$D_{сп2} = \frac{172,28 \cdot (153,2 - 116,4) \cdot 4,186}{(3065,9 - 659) \cdot 0,98} = 11,25$$

где $t_{сп1}$ - температура сетевой воды на выходе из сетевого подогревателя (находится по давлению насыщенного пара перед сетевым подогревателем минус недогрев 3 °С), °С;

i_5 - энтальпия пара на выходе из отбора, кДж/кг;

$\overline{t}_5$- энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг;

$\eta_{то}$ - КПД теплообменника.

Расход пара на сетевой подогреватель 1, кг/с:

$$D_{сп1} = \frac{G_{св} \cdot (t_{сп1} - t_{ос}) \cdot C_{св} - D_{сп2} \cdot (\overline{t}_5 - \overline{t}_6) \cdot \eta}{(i_6 - \overline{t}_6) \cdot \eta_{то}} \tag{2.3}$$

где $t_{ос}$ - температура сетевой воды на входе в сетевой подогреватель, °С;

$t_{сп1}$- температура сетевой воды на выходе из сетевого подогревателя (находится по давлению насыщенного пара перед сетевым подогревателем),°С;

i_6 - энтальпия пара на выходе из отбора, кДж/кг;

$\overline{t}_6$- энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг;

$\eta_{то}$ - КПД теплообменника.

$$D_{сп1} = \frac{172,28 \cdot (116,4 - 70) \cdot 4,186 - 11,25 \cdot (659 - 501,1) \cdot 0,98}{(2855,4 - 501,1) \cdot 0,98} = 13,75$$

2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недовыработки мощности отопительных отборов равен:

$$Y_{сп2} = \frac{i_5 - i_к}{(i_0 - i_к) + (i_{пп1} - i_{пп2})} \tag{2.4}$$

$$Y_{сп2} = \frac{3065,9 - 2330}{(3324,8 - 2330) + (3543,7 - 2934,9)} = 0,4589$$

$$Y_{сп1} = \frac{i_6 - i_к}{(i_0 - i_к) + (i_{пп1} - i_{пп2})} \quad (2.5)$$

$$Y_{сп1} = \frac{2855,4 - 2330}{(3324,8 - 2330) + (3543,7 - 2934,9)} = 0,328$$

$$Y_{ТПН} = \frac{i_3 - i_6}{(i_0 - i_к) + (i_{пп1} - i_{пп2})} \quad (2.6)$$

$$Y_{ТПН} = \frac{3305,1 - 2855,4}{(3324,8 - 2330) + (3543,7 - 2934,9)} = 0,28$$

где $i_к$ - энтальпия на выходе из турбины, кДж/кг;

$i_{пп1}$ - энтальпия в точке 2”(рисунок 2.1), кДж/кг;

$i_{пп2}$ - энтальпия в точке 2’ (рисунок 2.1), кДж/кг.

Расход пара на турбину, кг/с:

$$D_т = K_{рег} \cdot (\frac{N_э}{H_i \cdot \eta_{эм}} + Y_{сп2} \cdot D_{сп2} + Y_{сп1} \cdot D_{сп1} + Y_{ТПН} \cdot D_{ТПН}) \quad (2.7)$$

где $H_i \cdot$ - использованный теплоперепад, кДж/кг;

$N_э$ - номинальная мощность турбины, кВт;

$K_{рег}$ - коэффициент регенерации принимаем равным $K_{рег}$=1.25 с последующим уточнением.

Расход пара на турбопривод принимаем $D_{ТПН} = 24,8 кг/с$

$$D_т = 1,16 \cdot (\frac{330000}{1603,6 \cdot 0.98} + 0,4589 \cdot 11,25 + 0,328 \cdot 13,75 + 0,28 \cdot 24,8) = 263,3$$

2.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор приняли 0,5% [1,3] от расхода пара, кг/с:

$$D_{эж} = 0.005 \cdot D_т \quad (2.8)$$

$$D_{эж} = 0,005 \cdot 263,1 = 1,32$$

Расход пара на уплотнения турбины приняли 1% [1,3] от расхода пара, кг/с:

$$D_{уп} = 0.01 \cdot D_{т} \tag{2.9}$$

$$D_{уп} = 0,01 \cdot 263,1 = 2,63$$

Утечки пара и конденсата приняли 1,1% [1,3] от расхода пара, кг/с:

$$D_{ут} = 0,011 \cdot D_{т} \tag{2.10}$$

$$D_{ут} = 0,011 \cdot 263,1 = 2,9$$

Расход пара на собственные нужны приняли 2,4% от расхода пара, кг/с:

$$D_{сн} = 0,024 \cdot D_{т} \tag{2.11}$$

$$D_{сн} = 0,024 \cdot 263,1 = 6,3$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_{т} + D_{эж} + D_{уп} + D_{ут} + D_{сн} \tag{2.12}$$

$$D_{пв} = 263,1 + 1,32 + 2,63 + 2,9 + 6,3 = 276,3$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} = 276,3 \tag{2.13}$$

Расход пара на турбопривод, кг/с:

$$D_{ТПН} = \frac{G_{пв} \cdot 1,09 \cdot (P_{пв} - P_{д})}{H_{i}^{ТПН} \cdot \eta_{м}^{ТПН} \cdot \eta_{н}} \tag{2.14}$$

$$D_{ТПН} = \frac{276,3 \cdot 1,09 \cdot (28,2 - 0,7)}{449,7 \cdot 0,75 \cdot 0,99} = 24,8$$

Что совпадает с принятым ранее значением.

2.7 Расчёт регенеративной схемы

Расчетная схема подогревателей высокого давления представлена на рисунке 2.4

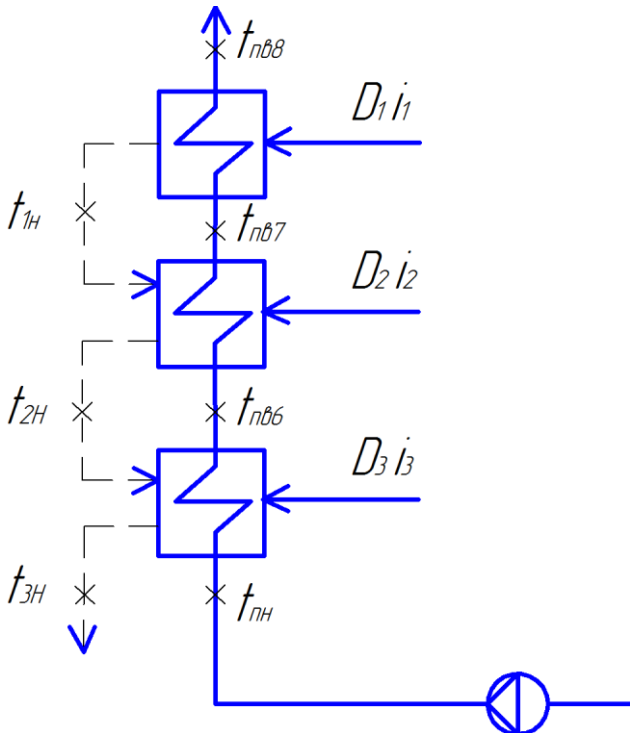


Рисунок 2.4 - Схема подогревателей высокого давления

Уравнение для теплового баланса ПВД-8:

$$D_1(i_1 - \overline{t}_{1н}) \cdot \eta_{то} = G_{пв}(\overline{t}_{пв}^{8} - \overline{t}_{пв}^{7}) \qquad (2.15)$$

Из уравнения (2.15) находим расход пара на ПВД-8, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{пв}(\overline{t}_{пв}^{8} - \overline{t}_{пв}^{7})}{(i_1 - \overline{t}_{1н}) \cdot \eta_{то}} \qquad (2.16)$$

$$D_1 = \frac{276,3 \cdot (1107,6 - 1023,9)}{(2996,1 - 1167,8) \cdot 0,98} = 12,9$$

где $\overline{t}_{пв}^{8}$ - энтальпия питательной воды после ПВД-8 (находится по давлению насыщения греющего пара минус недогрев 2 °С), кДж/кг;

$\overline{t}_{пв}^{7}$ - энтальпия питательной воды перед ПВД-8, кДж/кг;

i_1 - энтальпия греющего пара в первом отборе, кДж/кг;

$\overline{t}_{1н}$ - энтальпия конденсата на выходе из ПВД-8 (находится по давлению первого отбора на линии насыщения), кДж/кг.

Уравнение теплового баланса для ПВД -7

$$D_2 \cdot (i_2 - \overline{t}_{2н}) \cdot \eta_{то} + D_1 \cdot (\overline{t}_{1н} - \overline{t}_{2н}) \cdot \eta_{то} = G_{пв} \cdot (\overline{t}_{пв}^{7} - \overline{t}_{пв}^{6}) \quad (2.17)$$

Из уравнения (2.17) находим расход пара на ПВД-7 кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{пв} \cdot (\overline{t}_{пв}^{7} - \overline{t}_{пв}^{6}) - D_1 \cdot (\overline{t}_{1н} - \overline{t}_{2н}) \cdot \eta_{то}}{(i_2 - \overline{t}_{2н}) \cdot \eta_{то}} \quad (2.18)$$

$$D_2 = \frac{276,3 \cdot (1023,9 - 815,4) - 12,9 \cdot (1167,8 - 1067,1) \cdot 0,98}{(2934,9 - 1067,1) \cdot 0,98} = 30,7$$

где $\overline{t}_{пв}^{6}$ - энтальпия питательной воды после ПВД-6 (находится по давлению насыщения греющего пара минус недогрев2 °С), кДж/кг;

i_2 - энтальпия греющего пара во втором отборе, кДж/кг;

$\overline{t}_{2н}$ - энтальпия конденсата на выходе из ПВД-7 (находится по давлению второго отбора на линии насыщения), кДж/кг.

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$D_3 \cdot (i_3 - \overline{t}_{3н}) \cdot \eta_{то} + (D_1 + D_2) \cdot (\overline{t}_{2н} - \overline{t}_{3н}) \cdot \eta_{то} = G_{пв} \cdot (\overline{t}_{пв}^{6} - \overline{t}_{пн}) \quad (2.19)$$

Из уравнения (2.19) находим расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{пв} \cdot (\overline{t}_{пв}^{6} - \overline{t}_{пн}) - (D_1 + D_2) \cdot (\overline{t}_{2н} - \overline{t}_{3н}) \cdot \eta_{то}}{(i_3 - \overline{t}_{3н}) \cdot \eta_{то}} \quad (2.20)$$

$$D_3 = \frac{276,3 \cdot (815,4 - 722,1) - (12,9 + 30,7) \cdot (1067,1 - 838) \cdot 0,98}{(3305,1 - 838) \cdot 0,98} = 6,61$$

где $\overline{t}_{пн} = \overline{t}_{д} + \Delta h_{тпн} = \overline{t}_{д} + \frac{\Delta p \cdot 10^3 \cdot \vartheta_{ср}}{\eta_{пн}} = 697 + \frac{163 \cdot 10^5 \cdot 0.00108}{0,75 \cdot 10^3} = 722,1$, кДж/кг.

Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке 2.5

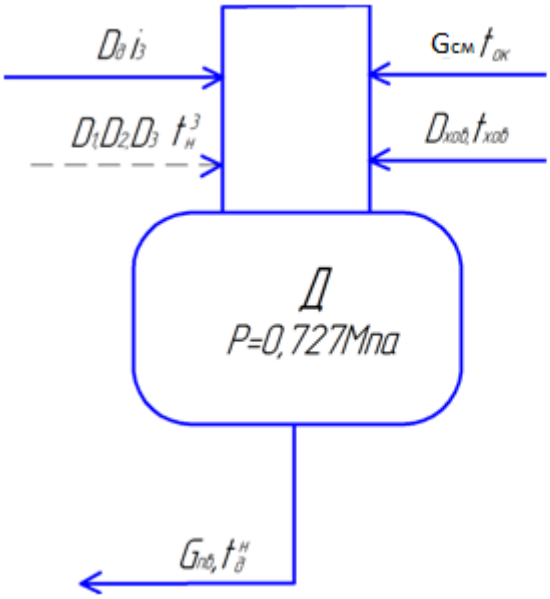


Рисунок 2.5 – Схема обвязки деаэратора

Уравнение материального баланса деаэратора:

$$G_{пв} = D_{пвд} + D_{д} + D_{хов} + G_{см} \tag{2.21}$$

Уравнение теплового баланса деаэратора:

$$G_{пв} \cdot \overline{t}_{пв} = D_{пвд} \cdot \overline{t}_{3н} + D_{д} \cdot i_4 + D_{хов} \cdot \overline{t}_{хов} + G_{см} \cdot \overline{t}_{ок} \tag{2.22}$$

Из уравнения (2.22) находим расход пара через четвертый отбор D_4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{пв} \cdot \overline{t}_{пв} - D_{пвд} \cdot \overline{t}_{3н} - D_{хов} \cdot \overline{t}_{хов} - G_{пв} \cdot \overline{t}_{ок} + D_{пвд} \cdot \overline{t}_{ок} + D_{хов} \cdot \overline{t}_{ок}}{i_4 - \overline{t}_{ок}} \tag{2.23}$$

$$D_4 = \frac{276,3 \cdot 697 - 49,99 \cdot 838 - 9,06 \cdot 30 \cdot 4,186 - 276,3 \cdot 641,3 + 49,99 \cdot 641,3 + 9,06 \cdot 641,3}{3199,4 - 641,3} = 3,9$$

где $\overline{t}_{хов} = t_{хов} \cdot 4.186$ - энтальпия ХВ, кДж/кг;

i_4 - энтальпия греющего пара в четвертом отборе, кДж/кг;

$D_{пвд} = D_1 + D_2 + D_3$ - расход конденсата ПВД-8,7,6, кг/с;

$D_{хов}$ - расход ХВО (равным расходу утечек в сумме с расходом на собственные нужды турбины), кг/с.

Далее через уравнение (2.21) находим $G_{см}$, кг/с:

$$G_{см} = G_{пв} - (D_{пвд} + D_4 + D_{хов}) \tag{2.24}$$

$$G_{см} = 276,3 - (49,99 + 3,9 + 9,06) = 213,35$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_5(i_5 - \overline{t}_{5н}) \cdot \eta_{то} = G_{см}(\overline{t}_{ок} - \overline{t}_{см}) \qquad (2.25)$$

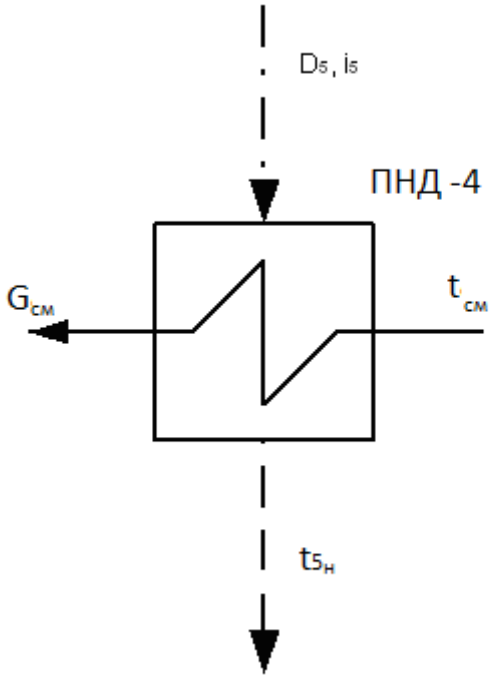


Рисунок 2.6 - Схема привязки ПНД-4

Из уравнения (2.25) выражаем расход через пятый отбор, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{см}(\overline{t}_{ок} - \overline{t}_{см})}{(i_5 - \overline{t}_{5н}) \cdot \eta_{то}} \qquad (2.26)$$

$$D_5 = \frac{213,35 \cdot (641,3 - 487,3)}{(3065,9 - 659) \cdot 0,98} = 13,9$$

Уравнение теплового баланса точки смешения:

$$G_{ок} \cdot \overline{t}_{ок3} + (D_{сп1} + D_{сп2}) \cdot \overline{t}_6 = G_{см} \cdot \overline{t}_{см} \qquad (2.27)$$

Уравнение материального баланса точки смешения:

$$G_{ок} + D_{сп1} + D_{сп2} = G_{см} \qquad (2.28)$$

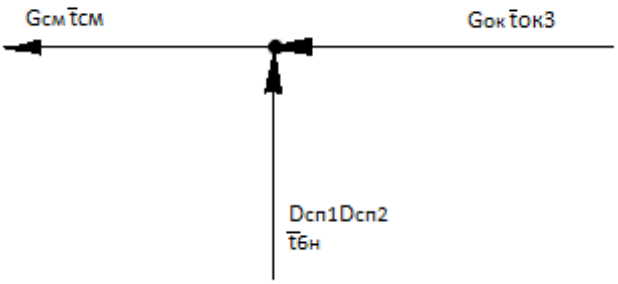


Рисунок 2.7 - Точка смешения потоков

Из уравнения (2.27) и (2.28) выражаем расход $G_{ок}$ и энтальпию $\overline{t}_{см}$:

$$G_{ок} = G_{см} - D_{сп1} - D_{сп2} \tag{2.29}$$

$$\overline{t}_{см} = \frac{G_{ок} \cdot \overline{t}_{ок3} + (D_{сп1} + D_{сп2}) \cdot \overline{t}_{бн}}{G_{см}} \tag{2.30}$$

$G_{ок}$ =213,35-11,25-13,75=188,35

$$\overline{t}_{см} = \frac{188,35 \cdot 487,3 + (11,25 + 13,75) \cdot 501,1}{213,35} = 488,9$$

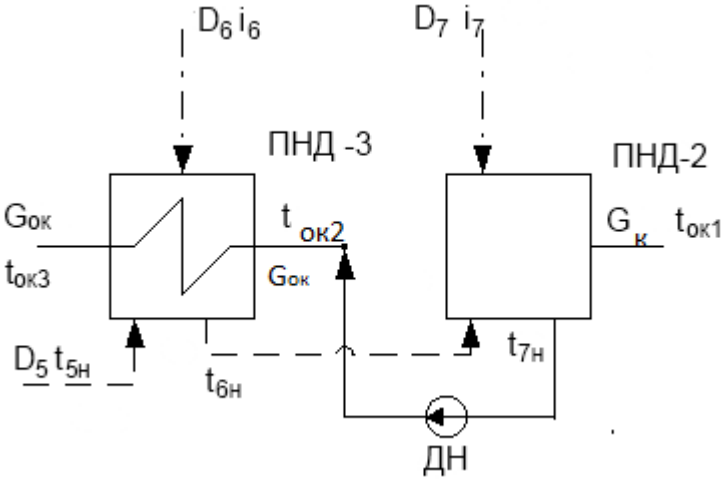


Рисунок 2.8 - Схема привязки ПНД-3 и ПНД-2

Уравнение теплового баланса ПНД-3:

$$D_6(i_6 - \overline{t}_{бн})\eta_{то} + D_5(\overline{t}_{5н} - \overline{t}_{бн})\eta_{то} = G_{ок}(\overline{t}_{ок3} - \overline{t}_{ок2}) \tag{2.31}$$

Из уравнения (2.31) находим расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{ok} \cdot (\bar{t}_{ok3} - \bar{t}_{ok2}) - D_5 \cdot (\bar{t}_{5н} - \bar{t}_{6н})}{(i_6 - \bar{t}_{6н})} \quad (2.32)$$

$$D_6 = \frac{188,35 \cdot (487,3 - 345,2) - 13,9 \cdot (659 - 501,1)}{(2885,4 - 501,1)} = 10,3$$

Уравнение теплового баланса ПНД-2:

$$D_7 \cdot i_7 \cdot \eta_{то} + G_к \cdot \bar{t}_{ок1} + (D_5 + D_6) \cdot \bar{t}_{6н} = G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок2} \quad (2.33)$$

Из уравнения (2.33) находим расход G_k, кг/с:

$$G_k = \frac{G_{ok} \cdot \bar{t}_{7н} - (D_{сп1} + D_{сп2}) \cdot \bar{t}_{6н} - (G_{ok} - D_6 - D_5) \cdot i_6}{(\bar{t}_{ок1} - i_7)} \quad (2.34)$$

$$G_k = \frac{188,35 \cdot 339,2 - 25 \cdot 501,1 - (188,35 - 10,3 - 13,9) \cdot 2648,4}{(242,8 - 2648,4)} = 159,4$$

Уравнение материального баланса ПНД-2 находим расход пара D_7, кг/с:

$$D_7 + G_к + (D_5 + D_6) = G_{ок} \quad (2.35)$$

$$D_7 = G_{ок} - G_к - D_6 - D_5 \quad (2.36)$$

$$D_7 = 188,35 - 159,4 - 10,3 - 13,9 = 4,75$$

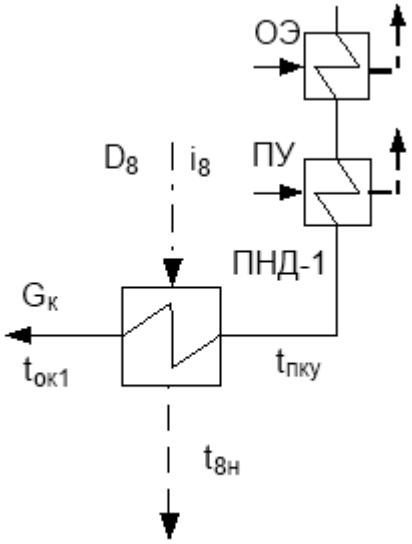


Рисунок 2.9 – Схема привязки ПНД-1

Тепловой баланс ПНД-1:

$$D_8(i_8-\overline{t}_{8н})\eta_{то}=G_к\ (\overline{t}_{ок1}-\overline{t}_{пку}) \qquad (2.37)$$

Выражаем расход пара на ПНД-1, кг/с:

$$D_8=\frac{G_к(\overline{t}_{ок1}-\overline{t}_{пку})}{(i_8-\overline{t}_{8н})\eta_{то}} \qquad (2.38)$$

$$D_8=\frac{159,4\cdot(242,8-172,46)}{(2537,5-255,4)\cdot 0,98}=4,9$$

где $\overline{t}_{8н}$ - энтальпия конденсата после ПНД-1 (находится по давлению насыщения греющего пара минус недогрев 3 °С), кДж/кг;

$\overline{t}_{пку}$ - энтальпия конденсата перед ПНД-1 (находится как произведения температуры на выходе из ПУ и теплоемкость воды), $t_{пку}=t_к+15$.

i_8 - энтальпия греющего пара во втором отборе, кДж/кг;

$\overline{t}_{8н}$ - энтальпия конденсата на выходе из ПНД-1 (находится по давлению восьмого отбора на линии насыщения), кДж/кг.

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$G_{к0}=G_к-D_8-D_{эж}-D_{уп} \qquad (2.39)$$

$$G_{k0}=159,4-4,9-1,29-2,58=150,63$$

Расход конденсатора, кг/с:

$$G_{ко}=D_т-(D_8+D_7+D_6+D_5+D_д+D_3+D_2+D_1+D_{сп2}+D_{сп1}) \qquad (2.40)$$

$$G_{k0}=263,1-(4,9+4,75+10,3+13,9+3,9+6,61+30,7+12,9+11,25+13,75)=150,63$$

Проверка по балансу мощности

Электрическая мощность турбоагрегата, МВт:

$$N_э=\Sigma D_i\cdot h_i\cdot\eta_{эм}= \qquad (2.41)$$

$$=(328,7\cdot 12,9+389,9\cdot 30,7+628,5\cdot 6,61+734,2\cdot 3,9+867,7\cdot 13,9+1078,2\cdot 10,3+$$
$$+1285,2\cdot 4,75+1396,1\cdot 4,9+867,7\cdot 11,25+13,75\cdot 1078,2+1603,6\cdot 150,63)\cdot 0,98=325477,15$$

Погрешность расчета составляет δ=1,2%, что в пределах нормы.

2.8 Расчёт технико-экономических показателей работы станции.

Расход тепла на турбоустановку, МВт

$$Q_{ту} = D_т \cdot (i_0 - h_{пв}) + D_{пп} \cdot (h_{пп}'' - h_{пп}'') + D_{хов} \cdot (\overline{t}_{хов} - \overline{t}_{пв}) = \quad (2.42)$$

$$= 263{,}1 \cdot (3324{,}8 - 1107{,}6) + 215{,}73 \cdot (3543{,}7 - 2934{,}9) + 9{,}06 \cdot (125{,}6 - 1107{,}6) = 695962{,}63$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, МВт

$$Q_т = D_{сп2} \cdot (i_5 - \overline{t}_{5н}) + D_{сп1} \cdot (i_6 - \overline{t}_{6н}) \quad (2.43)$$

$$Q_т = 11{,}25 \cdot (3065{,}9 - 659) + 13{,}75 \cdot (2855{,}4 - 501{,}1) = 59449{,}25$$

Расход тепла турбоустановки на производство электроэнергии, МВт

$$Q_{ту}^{э} = Q_{ту} - Q_т = 695962{,}63 - 59449{,}25 = 636513{,}38 \quad (2.44)$$

Тепловая нагрузка котла, МВт

$$Q_{пе} = D_{пе} \cdot (i_{пе} - \overline{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (i_{пп}'' - i_{пп}'') \quad (2.45)$$

$$Q_{пе} = 276{,}3 \cdot (3324{,}8 - 1107{,}6) + 226{,}71 \cdot (3543{,}7 - 2934{,}9) = 733527{,}94$$

Полный расход натурального топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{пе}}{Q_н^р \cdot \eta_т} = \frac{733527{,}94}{29310 \cdot 0{,}91} = 27{,}5 \quad (2.46)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{W_{отп}}{W_э - W_{ээ}^{сн}} = 27{,}5 \cdot 0{,}922 \cdot \frac{300300}{330000 - 15500} = 24{,}2 \quad (2.47)$$

Принимая мощность собственных нужд 9%, отпущенная мощность составляет, МВт

$$W_{отп} = W_э - e_{сн} \cdot W_э = 330000 - 0{,}09 \cdot 330000 = 300300 \quad (2.48)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, МВт

$$W_{ээ}^{сн} = e_{ээ}^{сн} \cdot W_{э} = 0,05 \cdot 330000 = 15500 \qquad (2.49)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{э} = \frac{Q_{ту}^{э} + Q_{отб}^{э} + Q_{ту}^{сн}}{Q_{ту}^{э} + \Delta Q_{отб}^{э} + Q_{ту}^{сн} + Q_{ту}^{т}} = \\ = \frac{636513,38 + 31005,44 + 34798,13}{636513,38 + 31005,44 + 34798,13 + 59449,25} = 0,922 \qquad (2.50)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счёт отборов пара, кВт

$$\Delta Q_{отб}^{э} = \left[Q_{СП2} \cdot \left(1 - \xi_{СП2}\right) + Q_{СП1} \cdot \left(1 - \xi_{СП1}\right) \right] \cdot \frac{Q_{т}^{отб}}{Q_{ту}^{т}} = \\ = \left[26538,84 \cdot \left(1 - 0,563\right) + 33462,01 \cdot (1 - 0,42) \right] \cdot 1 = 31005,44 \qquad (2.51)$$

Коэффициент ценности тепла:

$$\xi_{сп2} = \frac{i_5 - i_к}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к} \cdot \left(1 + К \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{пп} - i_5}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к} \right) \qquad (2.52)$$

$$\xi_{сп2} = \frac{3065,9 - 2330}{3324,8 - 2330 + 608,8} \cdot \left(1 + 0,42 \cdot \frac{3324,8 + 608,8 + 3065,9}{3324,8 + 608,8 - 2330} \right) = 0,563$$

$$\xi_{сп1} = \frac{i_6 - i_к}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к} \cdot \left(1 + К \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{пп} - i_6}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к} \right) \qquad (2.53)$$

$$\xi_{сп1} = \frac{2855,4 - 2330}{3324,8 - 2330 + 608,8} \cdot \left(1 + 0,42 \cdot \frac{3324,8 + 608,8 + 2855,4}{3324,8 + 608,8 - 2330} \right) = 0,42$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт

$$Q_{ту}^{сн} = 0,05 \cdot Q_{ту} = 0,05 \cdot 695962,63 = 34798,13 \qquad (2.54)$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с

$$B_{т} = B - B_{э} = 27,5 - 24,3 = 3,3 \qquad (2.55)$$

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

$$b_э = 3600 \cdot \frac{B_э}{W_{отп}} = 3600 \cdot \frac{24,2}{330000} = 0,264 \quad (2.56)$$

Удельный расход топлива на выработку тепла, кг/ГДж

$$b_т = 10^6 \cdot \frac{B_т}{Q_{от}^{max}} = 10^6 \cdot \frac{3,3}{60000} = 55 \quad (2.57)$$

2.9 Выбор вспомогательного оборудования

2.9.1 Регенеративные подогреватели

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-8: ПВ 1550-380-70, где 1550 – площадь поверхности теплообмена, м^2; 380 - максимальное давление в трубной системе, бар; 70 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-7: ПВ-1700-380-45.

ПВД-6: ПВ-1250-380-17-I.

Подогреватели низкого давления:

ПНД-4: ПН-550-25-6-II.

ПНД-3: ПН-550-25-6-I.

ПНД-2: ПН-550-25-6-III.

ПНД-1: ПН-550-25-1-IV.

2.9.2 Деаэратор

По заводским данным выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-1000/100 с характеристиками: емкость – 17 м^3; давление 7 бар; производительностью – 1000 м^3/ч.

Аккумуляторный бак: емкость 113 м^3 давление 7 бар.

2.9.3 Сетевые подогреватели

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

Расчетный пропуск сетевой воды $G_{св}$=172,28 кг/с. ПСВ-315-14-23 с характеристиками: расчетный пропуск воды 1130 т/ч; рабочее давление пара 1,47 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 2,35 МПа; вес без воды 12,423 т.

2.9.4 Выбор питательных насосов

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

$$G = G_{пв} \cdot 1.08$$
$$276,3 \cdot 1,08 \cdot 3,6 = 1055,98$$

где $G_{пв}$ - расход питательной воды на турбину, кг/с.

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

$$H = P \cdot 1.3 \cdot 10$$
$$240 \cdot 1.3 = 3120$$

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

- Производительность – 1135 м^3/ч
- Напор – 3400 м
- Частота вращения 4700 об/мин
- КПД – 80 %

Мощность привода ТПН, МВт:

$$P_н = 1.05 \cdot \frac{D \cdot H \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_н} \qquad (2.58)$$
$$P_н = 1.05 \cdot \frac{0.315 \cdot 3400 \cdot 909}{102 \cdot 0.80} \cdot 10^{-3} = 12.539$$

где D=0.315 – производительность, м^3/с;

γ - плотность питательной воды, кг/м^3.

2.9.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы устанавливают в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100 %-ную производительность, а при трех – на 50 %-ную. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, т/ч:

$$G = 558,07 \text{ т/ч}$$

Принимаем напор конденсатных насосов в пределах 50-150 м. вод.ст.

Выбираем 3 конденсатных насоса КСВ-1000-95 с характеристиками:

- Производительность – 1000 м^3/ч
- Напор – 95м.вод.ст.
- Частота вращения 970об/мин
- Мощность – 400 кВт
- КПД – 75 %

Устанавливают насос после точки смешения, с расходом $G_{см}$

$G_{см} = 213,35$ т/ч

2.9.6 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на турбину по заводским данным составляет 26000 м^3/ч.

$$Q_{цн} = Q \cdot 2 \tag{2.59}$$

$$Q_{сн} = 26000 \cdot 2 = 52000$$

Выбираем насос типа ОП6-185 в количестве двух штук с характеристиками:

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

Расчетная мощность электродвигателя, кВт:

Мощность привода ЦН, кВт:

$$P_н = 1.1 \cdot \frac{Q \cdot H}{102 \cdot \eta_н} \tag{2.60}$$

$$P_н = 1.1 \cdot \frac{3611 \cdot 18}{102 \cdot 0.80} \cdot 10^{-3} = 876$$

2.9.7 Выбор сетевых насосов

Выбор производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаются в количестве двух на турбину, рассчитывая их на 50 %-ную производительность.

Производительность сетевого насоса, м^3/ч:

$$G = \frac{G_{св}}{2} \cdot 3.6 \tag{2.61}$$

$$G = \frac{172,28}{2} \cdot 3.6 = 310,1$$

Выбираем сетевые насосы СЭ-500-70 с характеристиками:

- Производительность – 500 м^3/ч
- Напор – 70м.вод.ст.
- Допустимый кавитационный запас
- Частота вращения 3000 об/мин
- Потребляемая мощность – 120 кВт
- КПД – 82 %

3 Общая часть

3.1 Генеральный план электростанции

Генеральный план проектируемой КЭС представлен на листе 2 графической части проекта.

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план данной электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, включающий в себя турбинное и котельное отделение, электрический щит управления, оборудование пылеприготовления, бункера угля и пыли; топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, склады топлива; распределительное устройство открытого типа; дымовые трубы; химводоочистку, систему технического водоснабжения; систему золо- и шлакоудаления; масляное хозяйство, а так же железнодорожные пути, устройства водоснабжения, и т.д. Все здания и сооружения размещаются в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещается золоотвал.

Генплан проектируемой КЭС предусматривает возможность расширения станции, для чего со стороны главного здания и прочих основных сооружений со стороны временного торца нет объектов, препятствующих расширению. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусмотрены необходимые пожарные разрывы и проезды.

К помещениям машинного зала и парогенератора, к открытому распределительному устройству и повышающим трансформаторам, к приемноразгрузочному устройству топливоподачи и складу топлива, к складам масла и других материалов и оборудования обеспечен подвод

железнодорожных путей и автомобильных дорог.

3.2 Компоновка главного корпуса

Поперечный разрез главного корпуса КЭС представлен на листе 3 графической части проекта.

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, шлак и зола, выводится конечная продукция – электрическая энергия. 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. В состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): парогенераторное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между парогенераторным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования.

Парогенераторное помещение включает бункерное отделение с бункерами, в которых обеспечивается запас топлива. В котельном отделении энергетические котлы установлены в бесподвальном помещении, которое делится перекрытием на отметке основной площадки обслуживания на два – нижнее и верхнее. В нижнем отделении (зольном) на нулевой отметке расположены молотковые мельницы. На современных электростанциях принято однорядное размещение парогенераторов в здании.

Котлы установлены на собственном каркасе и при этом установлен мостовой кран, предназначенный для монтажа и эксплуатации оборудования. В котельном отделении на нескольких отметках предусмотрены ремонтные зоны для транспортировки и размещения при ремонте материалов, также предусмотрен тупиковый железнодорожный заезд, совмещенный с автомобильным въездом.

Машинное отделение разделяется по высоте на два помещения: в верхнем установлены турбоагрегаты, в нижнем– конденсационном размещен фундамент турбоагрегата, конденсаторы и вспомогательное оборудование, регенеративные и сетевые подогреватели и другие теплообменники,

питательные, конденсатные, дренажные и прочие насосы.

Между верхним помещением турбоагрегатов и нижним, конденсационным, сплошного перекрытия не выполняют, что позволяет обслуживать мостовым краном, не только турбоагрегаты, но и вспомогательное оборудование в конденсационном отделении.

Вокруг турбоагрегатов устраивают площадки обслуживания, соединяемые переходами с галереями, идущими вдоль колонн и стен машинного зала.

Турбоустановки скомпонованы по «островному» принципу. Турбина и генератор установлены на своем фундаменте, не связанным с другими строительными конструкциями, чтобы вибрация турбоагрегата не передавалась на них. Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях, между площадкой обслуживания турбины и полом конденсационного помещения. В машинном зале принято поперечное размещение турбоагрегатов.

Конденсатор располагается под фундаментом вдоль оси. Регенеративные подогреватели установлены по бокам турбины.

В промежуточном помещении находятся деаэраторы с баками, бункеры топлива и оборудование пылеприготовления. Кроме того, в нем размещают РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты.

Подземная часть главного корпуса запроектирована в сборном и монолитном железобетоне: фундаменты здания выполняются сборными, а фундаменты под оборудование – сборными и сборно-монолитными. В машинном и деаэраторном отделениях по всей площади устраивается силовой пол в виде сплошной монолитной железобетонной плиты, на которую опираются стойки перекрытия конденсационного подвала и различное оборудование.

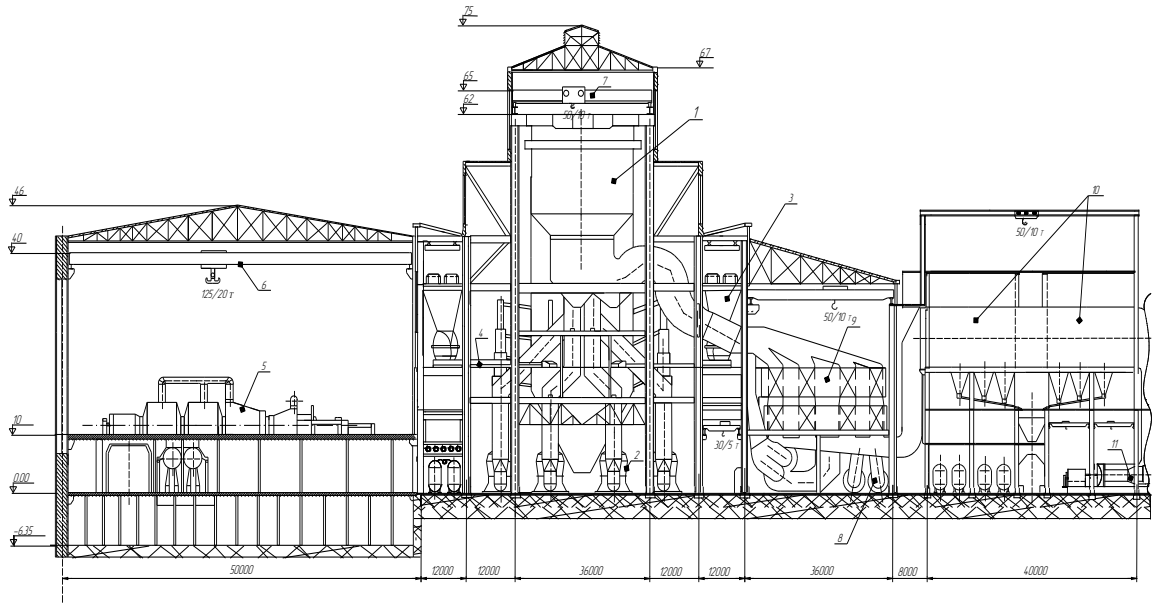


Рисунок 3.1 - Поперечный разрез главного корпуса КЭС

3.3 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива на КЭС по заданию используется Мунайский бурый уголь со следующими характеристиками.

Таблица 3.1 – Характеристика Мунайского угля

$W^р$, %	$A^р$, %	$S^р_{к+ор}$, %	$C^р$, %	$H^р$, %	$N^р$, %	$O^р$, %	$Q_н^р$, кДж/кг	$V^г$, %
29,1	6,8	0,19	47,2	3,01	0,6	13,1	19860	45,82

3.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС

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

$$B = \frac{D_{пе} \cdot (i_0 - h_{пв}) + D_{пп} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп})}{Q_н^р \cdot \eta_{пг}^{бр}} \qquad (3.1)$$

$$B = \frac{276,3 \cdot (3324,8 - 1107,6) + 226,71 \cdot (3543,7 - 2934,9)}{19860 \cdot 0,91} = 51,34$$

3.3.2 Приемные разгрузочные устройства

По расходу топлива на станции используем два вагоноопрокидывателя роторного трех - опорного типа, один из которых резервный.

Характеристика вагоноопрокидывателя:

- Число опрокидываний за 1 час – 30;
- Теоретическая характеристика – 2790/1800 т/ч;
- Мощность электродвигателей – 2*36 кВт.

3.3.3Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B \cdot 24 \cdot 3{,}6 \qquad (3.2)$$

$$B_{сут} = 184{,}82 \cdot 24 = 4435{,}78$$

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

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T} \qquad (3.3)$$

$$B_{расч} = \frac{4435{,}78}{21} = 211{,}28$$

где Т =21 ч – число часов работы топливоподачи.

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

$$B_{л} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a \qquad (3.4)$$

$$B_{л} = 1.0^2 \cdot 2.5 \cdot 0.85 \cdot 320 = 680$$

где b – ширина ленты, м;

с – скорость ленты, м/с;

γ - насыпной вес топлива, т/м^3;

K_a = 320 – коэффициент.

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

$$W_б = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_л \cdot Z + 37 \cdot B_л \cdot H}{1000 \cdot 1.36} \cdot K_z \qquad (3.5)$$

$$W_б = \frac{515 \cdot 50 \cdot 2.5 + 2 \cdot 680 \cdot 50 + 37 \cdot 680 \cdot 5}{1000 \cdot 1{,}36} \cdot 1 = 189{,}8$$

где Z=50 - длина конвейера между центрами приводного и концевого барабанов, м;

H=5 - высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевого барабанов, м;

K_z =1 - коэффициент, зависящий от длины ленты [7];

K_1=515 - коэффициент, зависящий от ширины ленты [7].

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эп} = \frac{K_з \cdot W_б}{\eta_{эд} \cdot \eta_р} \qquad (3.6)$$

$$W_{эп} = \frac{1.25 \cdot 189{,}8}{0.95 \cdot 0.95} = 262{,}8$$

где $K_з$=1.25 - коэффициент запаса [7];

$\eta_{эд}$ =0.95 - КПД электродвигателя[7];

$\eta_р$ =0.95 - КПД редуктора [7]

3.3.4 Дробилки

Применяем на проектируемом блоке двухступенчатое дробление.Ввиду высокой влажности топлива используем молотковые незабивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расходу топлива на котельный агрегат по расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа СМ-170Б [7] с характеристиками:

- Производительность - 200 т/ч;
- Размеры ротора
  длина – 1600 мм
  диаметр – 1300 мм
- Частота вращения ротора - 750 об/мин;
- Мощность электродвигателя - 150 кВт;
- Масса – 14.8 т.

Емкость бункера сырого угля, м^3:

$$V_б = \frac{B_ч^{max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_з} \quad (3.7)$$

$$V_б = \frac{51,34 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 755$$

где τ =10 - число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$K_з$=0.8 - коэффициентом заполнения [7];

γ =0.85 – насыпной вес угля [7] .

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 м^3/ч, требуемая мощность – 4.5 кВт.

3.3.5 Топливные склады

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

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м^2:

$$F = \frac{20 \cdot B_{общ} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi} \quad (3.8)$$

$$F = \frac{369,65 \cdot 20 \cdot 30}{30 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 10232,53$$

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

h=30 м – высота штабеля;

φ=0,85 – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле.

3.4 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Для сжигания Мунайского угля применяем схему пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми мельницами. Устанавливаем четыре мельницы на котел, при этом расчетная производительность каждой из них составляет 110%.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_м = \frac{1,1 \cdot B}{n \cdot K_{ло}} = \frac{1,1 \cdot 184,82}{4 \cdot 1,4} = 36,3 \quad (3.9)$$

где n - количество мельниц на котле 4;

$K_{ло}$ - коэффициент размолоспособности 1,4 [7].

Мельница ММТ 3300/800/490 имеет следующие характеристики:

- Производительность - 58 т/ч;
- Частота вращения – 490 об/мин.

3.4.1 Выбор тягодутьевых машин

Теоретический объем воздуха, Нм^3/кг:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P =$$
$$= 0,889(47,2 + 0.375 \cdot 0,19) + 0,265 \cdot 3,01 - 0,0333 \cdot 13,1 = 4,24 \quad (3.10)$$

Теоретический объем азота, Нм^3/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}$$
$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,24 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,35 \quad (3.11)$$

Теоретический объем трехатомных газов, Нм^3/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100}$$
$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{47,2 + 0,375 \cdot 0,19}{100} = 0,816 \quad (3.12)$$

Теоретический объем водяных паров, Нм^3/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0 =$$
$$= 0,111 \cdot 3,01 + 0,0124 \cdot 29,1 + 0,0161 \cdot 4,24 = 0,81 \quad (2.13)$$

Теоретический объем продуктов сгорания, Нм^3/кг:

$$V^г = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 \quad (3.14)$$

$$V^г = 0,81 + 0,816 + 3,35 = 4,976$$

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

$$V_{вен} = 1.05 \cdot B \cdot V_в^0 \cdot (\alpha_т - \Delta\alpha_т - \Delta\alpha_{плу} + \Delta\alpha_{взп}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273} \quad (3.15)$$

$$V_{вен} = 1,05 \cdot 51,34 \cdot 4,24 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 297,04$$

где $\alpha_т$ - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1,2;

$\Delta\alpha_т$ - присос воздуха в топке, принимаем равным 0,08;

$\Delta\alpha_{плу}$ - присос воздуха в системе пылеприготовлении принимаем равным 0 [7];

$\Delta\alpha_{взп}$ - относительная утечка воздуха в ВЗП принимаем равным 0,05 [7];

$t_{хв}$ - температура холодного воздуха.

Расчетная производительность дымососа, м^3/с:

$$V_д = B \cdot (V^г + (\alpha_д - 1) \cdot V_в^0 \cdot \frac{t_д + 273}{273}) \quad (3.16)$$

$$V_д = 51,34 \cdot (4,976 + (1,5 - 1) \cdot 4,24 \cdot \frac{160 + 273}{273}) = 428,43$$

Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{пот}$=4 кПа [7]. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{пот} \quad (3.17)$$

$$H = 1,1 \cdot 4 = 4.4$$

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

- Производительность - 350/280 м^3/ч;
- КПД – 83 %;
- Частота вращения - 740/590 об/мин;
- Мощность - 630/320 кВт;

Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{пот}$=4 кПа [7]. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{пот} \quad (3.18)$$

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

Выбираем дымосос типа ДН-26*2 с характеристиками:

- Производительность - 475 м^3/ч;
- КПД – 83 %;

- Частота вращения - 744 об/мин;
- Температура газа -100 °С;
- Мощность - 790 кВт;

3.5 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтром ЭГД 2-128-9-6-4-200-5 с горизонтальным движением дымовых газов, трехъярусный, с тремя секциями, 128 газовых проходов в трех ярусах, при этом скорость газов в активном сечении составит 1.3 м/с, что позволит электрофильтру работать КПД около 99% .

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

$$M_{зол}^{вх} = 0.01 \cdot B \cdot a_{ун} \cdot A^{р} + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_н^р}{32700} \qquad (3.19)$$

$$M_{зол}^{вх} = 0,01 \cdot 51,34 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 6,8 + 0,01 \cdot 51,34 \cdot 3600 \cdot 0,5 \cdot \frac{19860}{32700} = 12393,1$$

где $a_{ун}$ =0.95 – доля золы, уносимая газами;

$A^{р}$ - зольность топлива, %;

q_4 =0.5 % потеря с механическом недожогом:

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{вх} \cdot \frac{100 - \eta_{зу}}{100} \qquad (3.20)$$

$$M_{зол}^{вых} = 12393,1 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 123,93$$

где $\eta_{зу}$ - КПД золоуловителя.

3.6 Золоудаление

Удаление шлака из-под топок устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне. С транспортерами шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в самотечный канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу [7].

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с электростанции, кг/с:

$$M_{шл} = 0.01 \cdot B_{станции} \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_н^р}{32700}) \cdot (1 - a_{ун} \cdot \frac{100 - \eta_{зу}}{100}) \quad (3.21)$$

$$M_{шл} = 0,01 \cdot 102,68 \cdot (6,8 + 0,5 \cdot \frac{19860}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99}{100}) = 7,22$$

Расход золы, кг/с:

$$M_{зол} = (M_{зол}^{вх} - M_{зол}^{вых}) \cdot 3 \quad (3.22)$$

$$M_{зол} = (\frac{12393,1}{3600} - \frac{123,93}{3600}) \cdot 2 = 6,82$$

Расход шлака, кг/с:

$$M_{шл} = M_{шлз} - M_{зол} \quad (3.23)$$

$$M_{шл} = 7,22 - 6,82 = 0,4$$

Расход воды, кг/с:

$$M_в = 12 \cdot M_{шл} \cdot M_{зол} \quad (3.24)$$

$$M_в = 12 \cdot 0,4 \cdot 7,22 = 32,74$$

Расчетный расход пульпы , м^3/ч:

$$Q = \frac{M_{шл}}{\gamma_{шл}} + \frac{M_{зол}}{\gamma_{зол}} + \frac{M_в}{\gamma_в} \quad (3.25)$$

$$Q = 3,6 \cdot \left(\frac{0,4}{0,5} + \frac{6,82}{0,4} + \frac{32,74}{1} \right) = 182,1$$

где $\gamma_{шл}$=0.5; $\gamma_{зол}$=0.4; $\gamma_в$=1 – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м^3.

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot \upsilon}} \quad (3.26)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 182,1}{3600 \cdot \pi \cdot 1,7}} = 0,195$$

где υ=1.7 – расчетная скорость пульпы,1,7 м/с.

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

- Производительность – 250-550 м^3/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.

3.7 Система водоснабжения

В технологическом процессе выработки тепла и электрической энергии вода является, во-первых, рабочим телом термодинамического цикла; во-вторых, она служит в качестве теплоносителя, при помощи которого огромные количества тепла перемещаются на станции от более нагретых тел к менее нагретым.

Воду расходуют также в больших количествах для хозяйственных и бытовых нужд. Расход воды зависит от типа электростанции, рода сжигаемого топлива, типа и мощности установленного оборудования, температуры воды, применяемой для охлаждения, степень совершенства эксплуатации станции.

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 3.2.

Поверхность пруда охладителя выбирается из расчёта 7-10 м^2 на 1 кВт установленной мощности:

$S_n = 10 \cdot 660000 = 6600000 м^2$,

Расход технической воды в систему оборотного водоснабжения – 27898 м^3/ч;

Расход охлаждающей воды на турбину – 26000 м^3/ч;

Расход технической воды на маслоохладители – 650 м^3/ч;

Расход технической воды на охладитель газа и воздуха – 1040 м^3/ч;

Расход технической воды на подшипники – 208 м^3/ч;

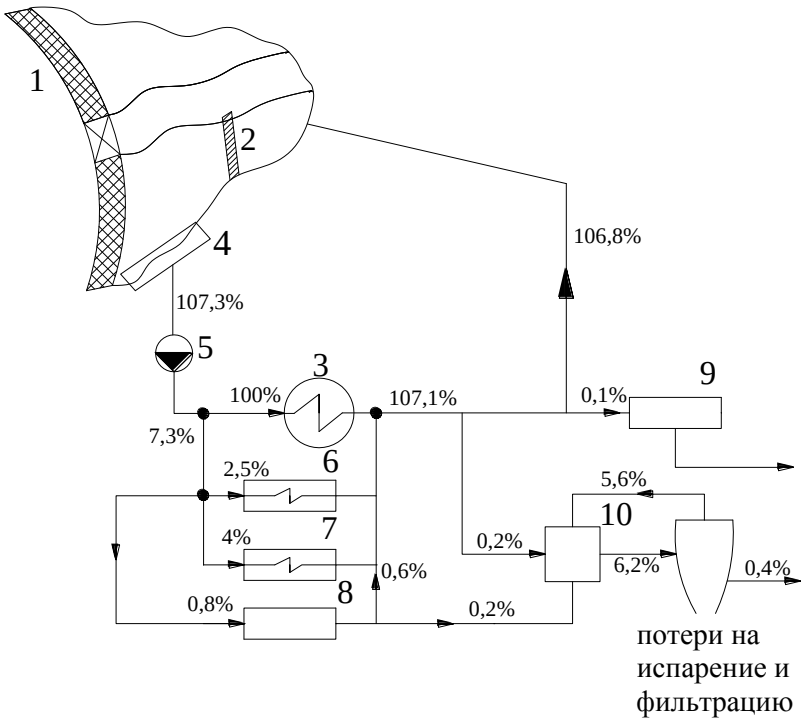
Слив с подшипников в систему ГЗУ – 52 м^3/ч;

Расход технической воды в систему ГЗУ – 55,7 м^3/ч;

Расход технической воды на ХВО – 26 м^3/ч;

Расход осветленной воды – 1456 м^3/ч;

Расход технической воды, пошедшей на золоотвал – 1612 м^3/ч;
Потери на испарение и фильтрацию – 104 м^3/ч;
Расход технической воды, сбрасываемой в пруд охладитель – 27768 м^3/ч



1- плотина; 2 – дамба; 3 – конденсатор; 4 – водоприемные колодцы; 5 - циркуляционные насосы; 6 – маслоохладитель; 7 – охладитель газа и воздуха; 8 - подшипники; 9 – водоподготовка рабочего тела; 10 – гидрозолоудаление.

Рисунок 3.2 – Схема циркуляционного охлаждения с прудом охладителем

4 ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

Расчет и проектирование сетевого подогревателя

В качестве индивидуального задания мною был выполнен расчет и конструирование сетевого подогревателя.

4.1 Исходные данные

Расход пара, кг/с	$D_п$ = 13,75;
Энтальпия пара, КДж/кг	i = 2740;
Энтальпия конденсата греющего пара, КДж/кг	$h_Н$= 501,1;
Расход сетевой воды, кг/с	G = 172,28;
Энтальпия сетевой воды на входе, КДж/кг	h_1 = 293;
Энтальпия сетевой воды на выходе, КДж/кг	h_2 = 487,3;
Давление пара, бар	$P_п$ = 2,05;
Давление воды, бар	$P_В$ =10 ;
Тепловая нагрузка, КВт	Q = 33462;
Расход с верхнего сетевого подогревателя, кг/с	D_2 =11,25;

Энтальпия дренажа с верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг $h_{д2}$=659.

4.2 Определение эскизной поверхности подогревателя

Эскизная площадь поверхности теплообменника определяется из основного уравнения теплопередачи:

$$F^{эск} = Q / K \cdot \Delta t^{ср} \qquad (4.1)$$

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

$\Delta t^{ср}$ - средний логарифмический температурный напор.

$$\Delta t^{ср} = \frac{z(t_1' - t_2')PR}{\ln \frac{2 - PR((A+1) - z)}{2 - PR((A+1) + z)}} \qquad (4.2)$$

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

$$P = \frac{t'_1 - t''_1}{t'_1 - t'_2} = \frac{192,5 - 119,4}{192,5 - 70} = 0,597 \qquad (4.3)$$

$$R = \frac{t''_2 - t'_2}{t'_1 - t''_1} = \frac{116,4 - 70}{192,5 - 119,4} = 0,635 \qquad (4.4)$$

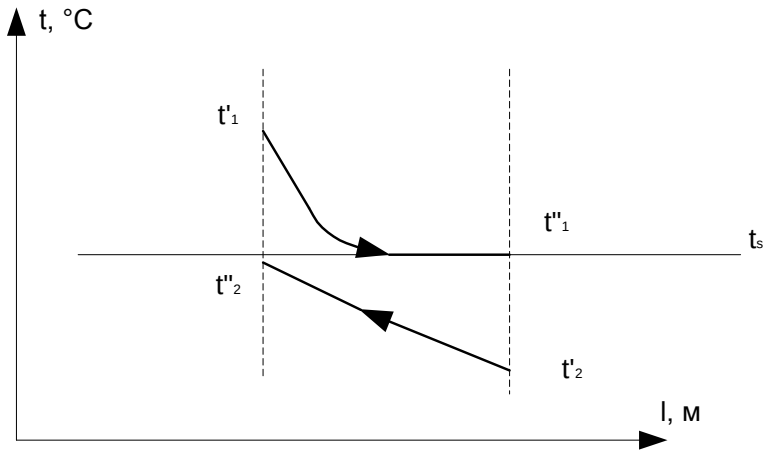


Рисунок 4.1 – Процесс теплообмена в подогревателе

$$A = \frac{1}{R} = \frac{1}{0,635} = 1,575 \tag{4.5}$$

$$z = \sqrt{(A+1)^2 - 4 \cdot A} = \sqrt{(1,575+1)^2 - 4 \cdot 1,575} = 0,57 \tag{4.6}$$

Теперь определим температурный напор, ˚С:

$$\Delta t = \frac{P \cdot R \cdot (t'_1 - t'_2) \cdot Z_t}{\ln(\frac{2 - P \cdot R \cdot ((A+1) - Z_t)}{2 - P \cdot R \cdot ((A+1) + Z_t)})} = \frac{0,597 \cdot 0,635 \cdot (192,5 - 70) \cdot 0,57}{\ln(\frac{2 - 0,597 \cdot 0,635 \cdot ((1,575+1) - 0,57)}{2 - 0,597 \cdot 0,635 \cdot ((1,575+1) + 0,57)})} = 61,8$$

Эскизная площадь поверхности, м^2:

$$F = \frac{Q_{тур}^{отб}}{K \cdot \Delta t} = \frac{33462 \cdot 10^3}{2500 \cdot 61,8} = 216,6$$

4.3 Определение основных конструктивных размеров сетевого подогревателя

Определим объёмные секундные расходы теплоносителей. Объёмный секундный расход греющей среды, м^3/с:

$$V_1 = \frac{D_П}{\rho_П} = D_П \cdot \nu_П = 13,75 \cdot 0,95 = 13,06 \tag{4.7}$$

где $\nu_п$ = f($P_п$; $t_{ср}$) = 0,95– удельный объём пара, м^3/кг;

Средняя температура пара, ˚С:

$$t_n^{cp} = \frac{t_1' + t_1''}{2} = \frac{192,5 + 119,4}{2} = 156 \quad (4.8)$$

Плотность пара, кг/м^3:

$\rho_п = 1 / \nu_п = 1 / 0,95 = 1,05$

Объёмный расход нагреваемой среды, м^3/с:

$$V_2 = \frac{G}{\rho_B} = \frac{172,28}{963,55} = 0,18 \quad (4.9)$$

где $\rho_в = 1 / \nu_в = 1 / 0,00104 = 963,55$ плотность сетевой воды, кг/м^3.

Удельный объём сетевой воды, м^3/кг.

$\nu_в = f(P_в ; t_{ср}) = 0,00104$

Средняя температура сетевой воды, ˚С:

$$t_в^{cp} = \frac{t_2' + t_2''}{2} = \frac{70 + 116,4}{2} = 93,2°C \quad (4.10)$$

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

Количество труб сетевого подогревателя в одном ходе, шт:

$$n = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot \omega_2 \cdot \rho_в} = \frac{4 \cdot 172,28}{3,14 \cdot 0,044^2 \cdot 1,13 \cdot 963,55} = 105 \quad (4.11)$$

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

$$\omega_2 = 35 \cdot \sqrt{\nu_в} = 35 \cdot \sqrt{0,00104} = 1,13 \quad (4.12)$$

$$\omega_1 = 80 \cdot \sqrt{\nu_п} = 80 \cdot \sqrt{0,95} = 77,9 \quad (4.13)$$

Общая длина труб, м:

$$l = \frac{F^{ЭСК} \cdot d_{вн} \cdot \omega_2 \cdot \rho_в}{4 \cdot G} = \frac{216,6 \cdot 0,044 \cdot 1,13 \cdot 963,55}{4 \cdot 172,28} = 15 \quad (4.14)$$

Подогреватель выполняем четырех ходовым с длиной одного хода $l = l^I / z$ =3,75.

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

$$N = n \cdot z = 105 \cdot 4 = 420 \quad (4.15)$$

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:

$$t = (1{,}25 \div 1{,}35)\, d_н = 1{,}25 \cdot 0{,}051 = 0{,}064 \quad (4.16)$$

Количество окружностей либо шестиугольников, шт:

$$m = \frac{\sqrt{12 \cdot N - 3} - 3}{6} = \frac{\sqrt{12 \cdot 420 - 3} - 3}{6} = 12 \quad (4.17)$$

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

$$N' = 1 + 3 \cdot m + 3 \cdot m^2 = 1 + 3 \cdot 12 + 3 \cdot 12^2 = 469 \quad (4.18)$$

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

Внутренний диаметр корпуса, м:

$$D_в = D' + d_н + 2 \cdot x = 1{,}408 + 0{,}051 + 2 \cdot 0{,}008 = 1{,}6 \quad (4.19)$$

где $D' = 2 \cdot m \cdot t = 2 \cdot 12 \cdot 0{,}064 = 1{,}536$ – диагональ наибольшей окружности , м;

x – кольцевой зазор между наружной концентрической окружностью и стенкой корпуса (6÷10 мм).

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

Диаметр патрубков подвода и отвода сетевой воды, м:

$$D_в = 1{,}13\sqrt{\frac{G}{\omega_2 \cdot \rho_в}} = 1{,}13\sqrt{\frac{172{,}28}{1{,}13 \cdot 963{,}55}} = 0{,}45 \quad (4.20)$$

Диаметр патрубка подвода пара, м:

$$D_п = 1{,}13\sqrt{\frac{D_п}{\omega_п \cdot \rho_п}} = 1{,}13\sqrt{\frac{13{,}75}{81{,}9 \cdot 1{,}05}} = 0{,}45 \qquad (4.21)$$

Диаметр патрубка подвода дренажа с верхнего сетевого подогревателя, м:

$$D_д = 1{,}13\sqrt{\frac{D_п}{\omega_д \cdot \rho_д}} = 1{,}13\sqrt{\frac{11{,}25}{1{,}16 \cdot 911{,}15}} = 0{,}12 \qquad (4.22)$$

Диаметр патрубка отвода дренажа, м:

$$D_д = 1{,}13\sqrt{\frac{D_п}{\omega_д \cdot \rho_д}} = 1{,}13\sqrt{\frac{25}{1{,}16 \cdot 911{,}15}} = 0{,}17 \qquad (4.23)$$

Здесь скорости теплоносителей определяются из следующих соотношений, м/с:

$$\omega_д = 35\sqrt{\nu_д} = 35\sqrt{0{,}0011} = 1{,}16 \qquad (4.24)$$

$$\omega_п = 80\sqrt{\nu_п} = 80\sqrt{1{,}05} = 81{,}9 \qquad (4.25)$$

где $\nu_д$, $\nu_п$ – удельные объёмы дренажа и пара [4];

$\rho_д$, $\rho_п$ - плотности дренажа и пара.

4.5 Конструирование межтрубного пространства

Конструирование межтрубного пространства заключается в определении необходимости установки поперечных перегородок в межтрубном пространстве, а также их основных конструктивных размеров.

Необходимость установки поперечных перегородок в межтрубном пространстве определяется следующим образом. Первоначально определяют площадь межтрубного пространства, м^2:

$$S_{МТР} = \frac{\pi}{4}(D_в^2 - N \cdot d_Н^2) = \frac{3{,}14}{4}(1{,}6^2 - 469 \cdot 0{,}051^2) = 1{,}05 \qquad (4.26)$$

Найдем значение действительной скорости пара в межтрубном пространстве без учета перегородок, м/с:

$$\omega_{дейст} = \frac{V_1}{S_{МТР}} = \frac{13,06}{1,05} = 12,9 \qquad (4.27)$$

Так как $\omega_{дейст} \langle \omega_{рек} = 30$ м/с – рекомендуемых значений, необходимо установить поперечные перегородки. В результате их установки уменьшится площадь межтрубного пространства, м^2:

$$S' = \frac{V_1}{\omega_{дейст}} = \frac{13,06}{30} = 0,43 \qquad (4.28)$$

где $\omega_{дейст} = \omega_{рек}$.

Размеры поперечных перегородок выполняют таким образом, чтобы гарантировать отсутствие пульсаций скорости в межтрубном пространстве, Что в свою очередь обеспечивается равенством площадей: $S_1 = S_2 = S_3 = S'$,
где S_1 – площадь межтрубного пространства внутри кольца;

S_2 – площадь кольцевого зазора между кромкой диска и стенкой корпуса;

S_3 – площадь вертикального цилиндра расположенного между соседними перегородками.

Размер кольцевого зазора D_1 определяется из соотношения

$$S_1 = \frac{\pi \cdot D_1^2}{4}(1 - 0,91 \cdot \eta \cdot (\frac{d_H}{t})^2) \qquad (4.29)$$

где η = 0,8 – коэффициент, учитывающий заполнение трубной решетки.

Решая это уравнение, получим:

$$D_1 = 1,3$$

Размер диска D_2 определяется из соотношения:

$$S_2 = \frac{\pi}{4}((D_B)^2 - (D_2)^2) \qquad (4.30)$$

Решая это уравнение, получим:

$$D_2 = 1,4$$

Расстояние между соседними перегородками h, м:

$$S_3 = \pi \cdot D_0 \cdot h \cdot (1 - \frac{d_H}{t}) \quad (4.31)$$

Решая это уравнение, получим:

$$h = 0,5$$

$D_0 = \frac{D_1 + D_2}{2} = \frac{1,4 + 1,3}{2} = 1,35$ – средний диаметр перегородок, м.

4.6 Уточнение коэффициента теплопередачи и определение расчетной поверхности теплообмена

Коэффициент теплопередачи от стенки к нагреваемому теплоносителю определяется:

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda_B}{d_{вн}} \quad (4.32)$$

где $Nu = 0,021 \cdot \mathrm{Re}^{0,8} \cdot \mathrm{Pr}_{жд}^{0,43}$ - число Нуссельта;

$\mathrm{Re} = \frac{\omega_в \cdot d_{вн}}{\nu_в}$ - число Рейнольдса;

$\lambda_в = f(P_в; t_в^{ср}) = 0,675$ – коэффициент теплопроводности воды, Вт/м˚С;

$\nu_в = f(P_в; t_в^{ср}) = 3,1498 \cdot 10^{-7}$ – коэффициент кинематической вязкости, м^2/с;

$\mathrm{Pr}_{жд} = f(P_в; t_в^{ср}) = 1,8909$ - число Прандтля;

$$\mathrm{Re} = \frac{1,13 \cdot 0,051}{3,1498 \cdot 10^{-7}} = 182963;$$

$$Nu = 0,021 \cdot 182963^{0,8} \cdot 1,8909^{0,43} = 447,79.$$

Коэффициент теплопередачи от стенки к нагреваемому теплоносителю, Вт/м^{2}К:

$$\alpha_2 = \frac{447,79 \cdot 0,675}{0,051} = 5926,6$$

Коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке, Вт/м^{2}К:

$$\alpha_1 = 1,34\frac{B'}{(\Delta t^{cp}\cdot l')^{0,25}} = 1,34\frac{11103,3}{(61,8\cdot 3,75)^{0,25}} = 3813,3 \qquad (4.33)$$

где условный коэффициент теплоотдачи определяется из следующего соотношения:

$B' = 5700 + 56\cdot t_S - 0,09\cdot t_S^2 = 5700 + 56\cdot 119,4 - 0,09\cdot 119,4^2 = 11103,3$

$t_S = f(P_п) = 119,4^\circ C$ [4].

Коэффициент теплопередачи, Вт/мК:

$$K_p = \frac{1}{d_{cp}\cdot(\frac{1}{d_н\cdot\alpha_1} + \frac{1}{2\lambda_{CT}}\cdot\ln\cdot\frac{d_н}{d_{вн}} + \frac{1}{\alpha_2\cdot d_{вн}})} =$$

$$\frac{1}{\frac{1}{3697,28\cdot 0,051} + \frac{1}{40\cdot 2}\ln\frac{0,051}{0,044} + \frac{1}{6927,63\cdot 0,044}} = 2488 \qquad (4.34)$$

Определение расчетной поверхности теплообмена, м^2:

$$F^P = \frac{Q_{СП}}{\Delta t^{CP}\cdot K_{УТ}} = \frac{33462}{61,8\cdot 2,488} = 217,5 \qquad (4.35)$$

Погрешность расчета:

$$\delta F = \left|\frac{F^{ЭСК} - F^P}{F^{ЭСК}}\right| = \left|\frac{216,6 - 217,5}{216,6}\right|\cdot 100\% = 0,42\%$$ что допустимо.

4.7 Расчет элементов сетевого подогревателя на прочность

4.7.1 Расчет на прочность стенки корпуса

Целью расчета является определение максимально допустимой толщины цилиндрического корпуса, м:

$$S_{корп} \geq \frac{P_п\cdot D_в}{2\cdot\varphi\cdot[\sigma] - P_п} + C \qquad (4.36)$$

где φ = 0,7 - коэффициент прочности;

$[\sigma]$ = 150 МПа допустимое напряжение;

С = 5 мм-поправка на прочность.

$$S_{корп} \geq \frac{0,205 \cdot 1,6}{2 \cdot 0,7 \cdot 150 - 0,205} + 0,005 = 0,0065 \quad (4.37)$$

4.7.2 Расчет на прочность крышки водяной камеры

Целью расчета является определение минимально допустимой толщины крышки водяной камеры:

$$S_{кр} \geq \frac{P_в \cdot D_в}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot P_в} + C \quad (4.38)$$

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

$$S_{кр} \geq \frac{1 \cdot 1,6}{2 \cdot 0,7 \cdot 150 - 0,5 \cdot 1} + 0,005 = 0,0126, \quad (4.39)$$

$$H = \frac{D_в}{3 \div 4} = \frac{1,6}{4} = 0,4, \quad (4.40)$$

$$h = (0,15 \div 0,25) \cdot Dв = 0,2 \cdot 1,6 = 0,32 \quad (4.41)$$

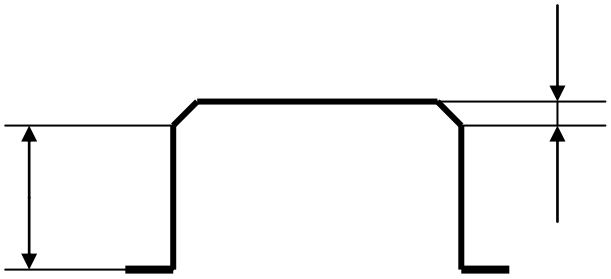


Рисунок 4.2 – Крышка водяной камеры

4.7.3 Расчет на прочность трубной доски

Целью расчета является определение номинальной толщины трубной решетки с учетом полной массы трубного пучка заполненного водой, а также

способа крепления трубной доски во фланце. В общем случаи толщина трубной доски определяется:

$$S_{т.д.} \geq 0{,}393 \cdot K_{т.д} \cdot D_{т.д} \sqrt{\frac{P_в}{\varphi \cdot [\sigma]}} \qquad (4.42)$$

где $К_{тд}$ = 0,9 ÷ 1 = 1 – коэффициент учитывающий способ закрепления трубной доски. Выбираем крепление трубной доски во фланце сквозными отверстиями.

$$D_{тд} = D_в + 2 \cdot S_{корп} + 3 \cdot d_б; \qquad (4.43)$$

Диаметр болта, м:

$$d_б = 1{,}13\sqrt{\frac{P_б \cdot n_б}{[\sigma]}} + 0.005 = 1{,}13\sqrt{\frac{0{,}04 \cdot 6}{150}} + 0{,}005 = 0{,}052 \qquad (4.44)$$

$n_б$ = 5 ÷ 8 = 6 – коэффициент запаса прочности.

Диаметр трубной доски, м:

$$D_{т.д} = 1{,}6 + 2 \cdot 0{,}0065 + 3 \cdot 0{,}005 = 1{,}628 \qquad (4.45)$$

Толщина трубной доски, м:

$$S_{тд} \geq 0{,}393 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}628 \cdot \sqrt{\frac{1}{0{,}7 \cdot 150}} = 0{,}056 \qquad (4.46)$$

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:

$$S_б = (4 \div 5) \cdot d_б = 4 \cdot 0{,}05 = 0{,}2 \qquad (4.47)$$

Число болтов, шт.:

$$z = \frac{\pi \cdot D_б}{S_б} = \frac{3{,}14 \cdot 1{,}831}{0{,}2} = 28 \qquad (4.48)$$

где $D_б$ – диаметр расположения осевых линий болтов, м.

$$D_б = D_в + 2 \cdot S_{корп} + 1{,}5 \cdot d_б = 1{,}6 + 2 \cdot 0{,}0065 + 1{,}5 \cdot 0{,}05 = 1{,}688 \qquad (4.49)$$

4.7.5 Расчет фланца

Задачей расчета фланцевых соединений является определение минимально допустимой толщины.

$$S_ф \geq \beta \cdot \sqrt{\frac{P_б (R_б - R_в) \cdot S_б}{[\sigma](S_б - d_б) \cdot d_б}} + 0{,}0012 \qquad (4.50)$$

где $\beta = 0{,}43 \div 0{,}46 = 0{,}45$ - коэффициент, учитывающий ослабление прочности при возникновении концентрических напряжений от затяжки болта;

$P_б$ = 0,04 – усилие на один болт, МПа.

$R_б$ – радиус осевой линии расположения болтов на фланце, м:

$$R_б = D_б / 2 = 1{,}688 / 2 = 0{,}844 \qquad (4.51)$$

$R_в$ – радиус внутреннего корпуса теплообменника, м:

$$R_в = D_в / 2 = 1{,}6 / 2 = 0{,}8 \qquad (4.52)$$

Толщина фланца, м:

$$S_ф \geq 0{,}45 \cdot \sqrt{\frac{0{,}04 \cdot (0{,}844 - 0{,}8) \cdot 0{,}2}{150(0{,}2 - 0{,}05) \cdot 0{,}05}} + 0{,}0012 = 0{,}0092 \qquad (4.53)$$

Диаметр фланца, м:

$D_ф = D_{тд}$ = 1,628

5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Воздействие КЭС на окружающую среду

Охрана окружающей среды на современном этапе развития общества является одной из актуальнейших проблем. Тепловые электрические станции, а так же конденсационные электрические станции оказывают существенное влияние на состояние воздушного бассейна в районе их расположения. Потребляя огромное количество топлива и воздуха, котельная установка ПК выбрасывает в атмосферу через дымовую трубу продукты сгорания, содержащие оксиды углерода, сернистый ангидрид, оксиды азота.

Основное количество углерода выбрасывается в форме CO_2 и не относится к числу токсичных компонентов, но в глобальном масштабе может оказать некоторое влияние на состояние атмосферы и даже климат планеты. Оксид углерода CO является токсичным компонентом, однако при рационально построенном процессе горения в топке парового котла он содержится в незначительном количестве.

Главными компонентами, определяющими загрязнение атмосферы в районе расположения ТЭС, а так же КЭС являются сернистый ангидрид SO_2 и оксиды азота NO и NO_2. В топочной камере образуются в основном монооксид азота. Однако при движении в атмосфере происходит частичное доокисление, вследствие чего расчет обычно ведут на наиболее токсичный диоксид азота.

Следующим важным компонентом, загрязняющим атмосферу в районе расположения ТЭС, а так же КЭС работающих на твердых топливах, является летучая зола, не уловленная в золоулавливающей установке. Уловленная зола направляется на золоотвал, на сооружение которого отводится значительная часть полезной территории, причем в процессе хранения золы некоторая часть уносится в атмосферу (пыление золоотвалов). Поступление пыли в атмосферу может также наблюдаться со складов твердого топлива.

В атмосферу поступает вся теплота, внесенная топливом либо на самой ТЭС или КЭС либо у потребителей энергии. Главная часть (около 50%) теплоты топлива удаляется через охлаждающие устройства циркуляционной воды. В случае прямоточного водоснабжения теплота с циркуляционной водой сбрасывается в гидросферу (реки, озера); 5-7% теплоты удаляется с дымовыми газами из дымовой трубы. Остальное количество теплоты выделяется у потребителей электроэнергии и теплоты.

Также в воздушный бассейн попадают шумы в основном от источников, расположенных на открытом воздухе. Сюда относятся периодические сбросы пара через предохранительные клапаны, постоянный шум от повышающих трансформаторов, и т.д. Особенно вреден шум от осевых дымососов, который может распространяться на большой район из устья дымовой трубы.

На окружающую среду могут оказывать влияние электромагнитные поля высоковольтных линий электропередачи между ТЭС и потребителями электроэнергии.

5.2 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 будем вести для одного отдельно взятого котельного агрегата. Расход топлива на работу парогенератора $B_{рас}$, кг/с был найден в формуле 3.1:

$$B_{рас} = 51{,}34$$

Основное количество серы (около 90%) сгорает до SO_2, поэтому ее выброс, г/с, определяется по этому оксиду [14]:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^{р} \cdot B \cdot (1 - \eta_{SO_2}) \qquad (5.1)$$

где $S^{р}$ – содержание серы на рабочую массу, %

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

B – расход топлива на котел, кг/с;

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 0{,}19 \cdot 51{,}34 \cdot (1 - 0{,}1) = 141{,}14$$

Определение суммарных выбросов оксидов азота сводится к определению выбросов диоксида NO_2, г/с [14]:

$$M_{NO_2} = B \cdot Q_{р}^{н} \cdot K_{NO_2} \qquad (5.2)$$

где $Q_{р}^{н}$ – 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 [14]:

$$K_{NO_2} = K_{NO_2}^{Т} + K_{NO_2}^{В} \qquad (5.3)$$

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

Удельный выброс топливных окислов азота, [14] кг/ГДж:

$$K_{NO_2}^{T} = 0{,}12 \cdot \xi_{NO_2} \cdot B_{\alpha} \cdot B_{г} \cdot B_{см} \cdot B_{v} \cdot B_{рец} \qquad (5.4)$$

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

$B_{\alpha}, B_{г}, B_{см}, B_{v}, B_{рец}$ –безразмерные коэффициенты, характеризующие влияние различных конструктивных и режимных параметров, принимаем для них следующие значения [14]:

Влияние коэффициента избытка воздуха в горелках на образование топливных оксидов азота учитывается с помощью коэффициента B_{α}, который равен:

для прямоточных горелок:

$$B_{\alpha} = (0{,}53\alpha_{г} + 1{,}2)^2 \qquad (5.5)$$

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

Коэффициент, учитывающий долю первичного воздуха α_1в диапазоне $\alpha_1 = 0{,}15 \div 0{,}55$, описывается выражением

$$B_{г} = 1{,}73\alpha_{г} + 0{,}48\,5 \qquad (5.6)$$

$$B_{г} = 1{,}73 \cdot 0{,}25 + 0{,}48 = 0{,}912$$

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

$$B_{см} = 0{,}98 \cdot (W_2 / W_1) - 0{,}47 \qquad (5.7)$$

$$B_{см} = 0{,}98 \cdot (2{,}5) \; - 0{,}47 = 1{,}98$$

где W_1, W_2– скорости соответственно аэросмеси и потока вторичного воздуха на срезе горелок.

Коэффициент, учитывающий влияние максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота:

$$B_{v} = 0{,}11\sqrt[3]{T_{заг}^{//} - 1100} \qquad (5.8)$$

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

где $T_{заг}^{//}$ – температура за зоной активного горения, *К*;

Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов в первичном воздухе

$$B_{рец} = 1 - 0,016\sqrt{r} \qquad (5.9)$$

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

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

$$\xi_{NO_2} = Fp^{0.6} \cdot (1 + N^{сух}) \qquad (5.10)$$

где Fp–топливный коэффициент [14]:

$$Fp = \frac{C^{св}}{V^{г}} \qquad (5.11)$$

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

$V^{г}$ – выход летучих веществ, %.

$$C^{св} = 100 - W^{р} - A^{р} - V^{г} \qquad (5.12)$$

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

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

$N^{сух}$ – содержание азота на сухую массу, %:

$$N^{сух} = \frac{100 - N^{р}}{100 - W^{р}} \qquad (5.13)$$

$$N^{сух} = \frac{100 - 0,6}{100 - 29,1} = 1,4$$

$$\xi_{NO_2} = 0,39^{0.6} \cdot (1 + 1,4) = 1,3$$

$$K^{Т}_{NO_2} = 0,12 \cdot 1,3 \cdot 3,13 \cdot 0,912 \cdot 1,98 \cdot 0,73 \cdot 0,94 = 0,605$$

Удельный выброс термических оксидов азота равен, [14]кг/ГДж:

$$K_{NO_2}^{B} = \frac{1{,}54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{T''_{заг}}} \cdot \sqrt{\frac{\alpha''_{заг} - 1}{\alpha''_{заг}}} \cdot \exp\left(-\frac{67000}{T''_{заг}}\right) \quad (5.14)$$

где $T''_{заг} = 1400$ – температура за зоной активного горения, ^{o}К;

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

$$K_{NO_2}^{B} = \frac{1{,}54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{1400}} \cdot \sqrt{\frac{1.2 - 1}{1.2}} \cdot \exp\left(-\frac{67000}{1400}\right) \approx 0$$

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

Суммарный выброс оксидов азота M_{NO_2}, г/с:

$$M_{NO_2} = 0{,}605 \cdot 19{,}86 \cdot 51{,}34 = 616{,}86$$

Расход летучей золы на входе в золоуловитель, г/с рассчитаем по формуле [14]:

$$M_{з} = 10^{3} \cdot a_{ун} \cdot \frac{A_{р} + q_{4} \cdot \frac{Q_{р}^{н}}{327}}{100} \cdot B \quad (5.15)$$

где $a_{ун}$ – доля твердых частиц, уносимых из топки;

$A_{р}$ – зольность топлива на рабочую массу, %

q_{4} – потери тепла с механическим недожогом, %;

$Q_{р}^{н}$ – теплота сгорания топлива, МДж/кг;

B – расчетный расход топлива, кг/с;

$$M_{з} = 10^{3} \cdot 0{,}95 \cdot \frac{6{,}8 + 1 \cdot \frac{19{,}86}{327}}{100} \cdot 51{,}34 = 3346{,}8$$

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

$$M = M_{SO_2} + M_{NO_2} + M_{з} \quad (5.16)$$

$$M = 141{,}14 + 616{,}86 + 3346{,}8 = 4104{,}8$$

5.3 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:

$$M_{\text{зол}}^{\text{д.т}} = 3346{,}8 \cdot 2 \cdot \frac{100\text{-}98}{100} = 133{,}8$$

Выбросы сернистого газа со всех котлоагрегатов, г/с:

$$M_{SO_2}^{\text{д.т}} = 141{,}14 \cdot 2 = 282{,}28$$

Выбросы оксидов азота со всех котлоагрегатов, г/с:

$$M_{NO_2}^{\text{д.т}} = 616{,}86 \cdot 4 = 1233{,}72$$

Суммарный выброс вредных веществ в атмосферу, г/с:

$$M = 133{,}8 + 282{,}28 + 1233{,}72 = 1649{,}8$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы, [3] м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{\text{пд}}} \times \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta t}}} \qquad (5.17)$$

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– суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб,м^3/с;

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

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

M – суммарный выброс загрязняющего вещества г/с;

$$V_{\text{трб}} = 2 \cdot B_{\text{р}} \cdot \left(V_{\text{ух.г}} + \Delta\alpha \cdot V_{\text{в}}^{0}\right) \cdot \frac{\vartheta_{\text{д}} + 273}{273} \tag{5.18}$$

$$V_{\text{трб}} = 2 \cdot 51,34 \cdot \left(4,976 + 0,123 \cdot 4,24\right) \cdot \frac{160 + 273}{273} = 895,3$$

$$\Delta T = \vartheta_{\text{д}} - t_{\text{хв}} = 160 - 30 = 130$$

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 1649,8 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot}{0,5} \times \sqrt[3]{\frac{1}{895,3 \cdot 130}}} = 155,98$$

Внутренний диаметр дымовой трубы на выходе определяется как, м:

$$d_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V_{трб}}{n\omega_0}} \tag{5.19}$$

$$d_0 = 1.13 \cdot \sqrt{\frac{895.3}{25}} = 6.76$$

Эффективная высота выброса дымовых газов, [3] м:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{\nu \cdot \varphi} \tag{5.20}$$

где d_0=6.67 м – диаметр устья трубы;

ω_0=25 м/с – скорость газов в устье трубы [3];

υ=4,5 м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли [3];

φ=1,71 – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [3];

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = 155,98 + 1,9 \cdot \frac{6,67 \cdot 25}{4,5 \cdot 1,71} = 198$$

6 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

6.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда

В турбинном цехе установлены турбоагрегаты К-330/240 и вспомогательное оборудование (насосы, подогреватели сетевой воды, деаэраторы питательной воды и подпитки теплосети и т.д.).

Источники вредных воздействий на человека предусматривается размещать в отдельных помещениях.

Для безопасного обслуживания оборудования предусматриваются постоянные площадки и лестницы с ограждением.

Параметры помещения: общий объём турбинного цеха 750000 м^3, средняя высота 30 м. Здание турбинного цеха выполняется из стеновых панелей типа ПСМ, комплексных металлических панелей из профлиста с несгораемым утеплителем, перекрытия по отметкам сборные, выполнены из железобетона.

В турбинном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое излучение от обмуровки турбинных агрегатов и трубопроводов. Для снижения его предусматривается тепловая изоляция (температура наружной поверхности не более 45 градусов).

Источником производственного шума и вибрации в турбинном цехе являются турбоагрегаты, электрогенератор, паропроводы и водопроводы, деаэраторы, насосы. Для снижения воздействия производственного шума на работников предусмотрено расположение группового щита управления за звукоизолирующей стеной, для работающих в цехе предусматриваются индивидуальные средства защиты (наушники, беруши и т.д.).

Для пожарной безопасности предусматриваются эвакуационные выходы, внутренний и наружные пожарные водопроводы, первичные средства пожаротушения, противопожарные роботизированные установки (лафетный ствол) пожаротушения машзала для обеспечения охлаждения строительных конструкций ТЦ. Для защиты от низких температур в зимний период у всех выходов из здания устанавливаются установки отопительно-вентиляционного оборудования.

Для защиты от воздействия вредных веществ предусматривается местная вытяжная вентиляция и общая вентиляция.

6.2 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса

При эксплуатации и ремонте основного и вспомогательного оборудования могут возникнуть следующие опасные ситуации:

- захват спецодежды движущимися частями оборудования, ранения об остроконечный рабочий инструмент;
- тепловые ожоги;
- поражение электрическим током;
- воздействие вибраций, производственного шума, инфра- и ультразвука на организм;

Во избежание всего этого персонал обязан проходить инструктаж, соблюдать требования инструкции по охране труда и правила техники безопасности. С персоналом должны регулярно проводится занятия и тренировки с периодическим контролем знаний требований инструкции по охране труда и правил техники безопасности. На каждого работника перед работой должен составляться наряд-допуск.

6.2.1 Опасность поражения электрическим током

Турбинный цех, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), относится к помещению с повышенной опасностью с рабочим напряжением от 0,4 до 6 кВ. Для защиты от поражения электрическим током предусматривается ГОСТ 50571.8-94 «Требования обеспечения безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности.» ПУЭ-99;

- рабочая изоляция;
- недоступность токоведущих частей (используются осадительные средства - кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем и т.д.);
- блокировки безопасности (механические, электрические);
- малое напряжение: для локальных светильников (36 В), для особоопасных помещений и вне помещений; 12 В используется во взрывоопасных помещениях;
- предупредительная сигнализация, знаки и плакаты безопасности;
- меры ориентации (использование маркировок отдельных частей электрического оборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация) ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБР;
- индивидуальные средства защиты;
- защитное заземление (применяют в электроустановках до 1 кВ и более переменного тока с изолированной нейтралью или изолированным выводом однофазного тока, а также в электроустановках постоянного тока с

изолированной средней точкой при повышенных требованиях безопасности: сырые помещения, передвижные установки, торфяные разработки и т.д.) ГОСТ 12.1.030;

-зануление (применяют в электроустановках до 1 кВт с глухозаземлённой нейтралью или глухозазаемлённым выводом источника однофазного тока, а также глухозаземлённой средней точкой в трёхпроводных сетях постоянного тока)ГОСТ 12.1.030.

К общей системе заземления подключают все металлические нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания, на корпус.

Характеристика применяемой сети : 0,4 кВ с изолированной нейтралью; 6 кВ с глухозаземленнойнейтралью. Величина напряжения питания ручного электрифицированного инструмента и переносных светильников 12В.

6.2.2 Опасность атмосферного электричества

Основным нормативным документом является «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 №280 СО от 30.06.2003 №153 – 34.21.122 – 2003. В качестве молниезащиты применяем молниеотвод. В состав молниеотвода входят:

- молниеприемники, непосредственно воспринимающие удар молнии;

- тоководы, по которым ток, возникающий при ударе молнии, передается на землю;

- заземлители, обеспечивающие растекание тока в земле.

6.2.3 Электромагнитные поля

К источникам электромагнитных излучений на производстве относятся:

- естественные - электромагнитное поле Земли, магнитные бури, атмосферное электричество;
- искусственные - линии электропередач, трансформаторы, антенны, устройства защиты и автоматики и др.

Перечисленные источники излучения обладают определенной массой и количеством движения, распространяются со скоростью света, заряжая частицы воздуха, при воздействии на человека оказывают отрицательное влияние в виде нагрева, поляризации, ионизации клеток человека.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) магнитных полей регламентируют СанПиН 2.2.4.1191-03 "Электромагнитные поля

промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях" в зависимости от времени пребывания персонала для условия общего и локального воздействия.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) напряженности электрических полей регламентируют "СанПиН выполнения работ в условиях воздействия промышленной частоты электрических полей (50 Гц)" в зависимости от времени пребывания.

Таблица 6.1 – Допустимые уровни магнитных полей по СанПиН 2.2.4.1191-03

Время пребывания человека, ч	Допустимые уровни электромагнитных полей	
	Н, (А/м)	В, (МК/л)
≤1	1600	2000
2	800	1000
4	400	500
8	80	100

Мероприятия по защите от воздействия электромагнитных полей:

- уменьшение составляющих напряженностей электрического и магнитного полей в зоне индукции, в зоне излучения - уменьшение плотности потока энергии, если позволяет данный технологический процесс или оборудование;
- защита временем (ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля);
- защита расстоянием;
- метод экранирования рабочего места или источника излучения электромагнитного поля;
- рациональная планировка рабочего места относительно истинного излучения электромагнитного поля;
- применение средств предупредительной сигнализации;
- применение средств индивидуальной защиты.

6.2.4 Опасность травмирования движущимися частями машин и механизмов

При эксплуатации узлов и деталей (валов, муфт, осей, шестерен) различных машин и механизмов возможно травмирование человека движущимися частями этих механизмов. Причины разнообразны: выход движущихся частей за установленные пределы, биение или неправильная установка узлов, динамическая перегрузка механизмов, несоблюдение инструкций по эксплуатации, или нарушение правил техники безопасности. К таковы механизмам на ТЭС относятся: вращающиеся муфты электродвигателей, привода и исполнительные механизмы, и другое

оборудование. Для исключения травмирования и возможности случайного попадания человека в опасную зону устанавливаются ограждения, предохранительные устройства, различные блокировки и сигнализации ГОСТ12.2.062.ССБТ «Оборудование производственное. Ограждение защитное», ГОСТ 12.3.002.ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности».

6.2.5 Тепловые излучени и опасность термического ожога

В турбинном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое излучение от обмуровки турбин и трубопроводов.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 интенсивность облучения (E_o) должно быть меньше или равно 100 Вт/м^2.

Таблица 6.2 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников по СанПиН 2.2.4.548-96.

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м^2, не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

На рабочих местах, связанных с выделением тепла, предусматривается ГОСТ 12.4.123:

- теплозащитные экраны в районе мест, где наблюдается сильное выделение тепла;
- сигнальная окраска трубопроводов (соответствует правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды);
- тепловая изоляция (температура наружной поверхности не более 45 °С;
- воздушное душирование;
- спецодежда в соответствии с нормами;
- вентиляция;

6.2.6 Требования промышленной безопасности к организациям и работникам опасных производственных объектов (ОПО), осуществляющим эксплуатацию подъёмных сооружений (ПС). Приказ №533 от 12.11.2013

Организация (индивидуальный предприниматель), эксплуатирующая ОПО с ПС (без выполнения собственными службами работ по ремонту, реконструкции или модернизации) (далее - эксплуатирующая организация), должна соблюдать требования руководств (инструкций) по эксплуатации имеющихся в наличии ПС и выполнять следующие требования:

а) поддерживать эксплуатируемые ПС в работоспособном состоянии, соблюдая графики выполнения технических освидетельствований, технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов, а также не превышать срок службы (период безопасной эксплуатации), заявленный изготовителем в паспорте ПС без наличия заключения экспертизы промышленной безопасности о возможности его продления;

б) не превышать характеристики и не нарушать требования, изложенные в паспорте и руководстве (инструкции) по эксплуатации ПС (грузоподъемность или грузовой момент, группу классификации режима и другие паспортные режимы эксплуатации);

в) не допускать к применению неработоспособные и несоответствующие технологии выполняемых работ грузозахватные приспособления и тару;

г) не эксплуатировать ПС с неработоспособными ограничителями, указателями и регистраторами;

д) не эксплуатировать ПС на неработоспособных рельсовых путях (для ПС на рельсовом ходу);

е) не эксплуатировать ПС с нарушениями требований по их установке. Не эксплуатировать ПС с отступлениями от регламентированных размеров посадочных лестниц и площадок, строительных конструкций или площадок на открытом воздухе, на которых установлено ПС и минимально допустимым расстояниям от ПС до иных строительных конструкций, оборудования, других ПС, штабелей грузов или откоса, которые установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации ПС. Следить, чтобы нагрузочные характеристики площадок установки ПС и/или подкрановых строительных конструкций, не превышали нагрузок от ПС с грузом, указанных в паспорте и руководстве (инструкции) по эксплуатации ПС;

ж) разработать и утвердить распорядительным актом эксплуатирующей организации, инструкции с должностными обязанностями, а также поименный перечень лиц, ответственных за промышленную безопасность в организации из числа ее аттестованных специалистов:

- специалиста, ответственного за осуществление производственного контроля при эксплуатации ПС;
- специалиста, ответственного за содержание ПС в работоспособном состоянии;

- специалиста, ответственного за безопасное производство работ с применением ПС.

Указанные специалисты должны быть аттестованы, в том числе на знание требований промышленной безопасности к рельсовым путям, если в состав ОПО входят ПС, передвигающиеся по ним.

В организациях, где производство работ с применением ПС выполняется на одном участке (цехе), разрешается одному специалисту совмещать обязанности ответственного за содержание ПС в работоспособном состоянии и за безопасное производство работ;

з) устанавливать порядок допуска к самостоятельной работе на ПС персонала в соответствии с инструкциями ОПО и контролировать его соблюдение;

и) обеспечить соблюдение технологических процессов с ПС, исключающих нахождение работников и третьих лиц под транспортируемым грузом и в опасных зонах, а также исключающих перемещение грузов за пределами границ опасных зон;

к) не допускать транспортировку кранами работников;

л) исключить случаи использования ПС для подтаскивания грузов и использования механизма подъема крана с отклонением канатов от вертикали;

м) иметь в наличии грузы (специальные нагружатели) для выполнения испытаний ПС, либо проводить испытания на специально оборудованном полигоне.

При эксплуатации ПС эксплуатирующая организация обязана:

а) устанавливать порядок контроля обучения и периодической проверки знаний специалистов и персонала, работающих с ограничителями, указателями и регистраторами, а также документально подтверждать его соблюдение с учетом требований руководства (инструкции) по эксплуатации;

б) организовывать (в том числе, с привлечением специализированных организаций) считывание данных регистратора параметров не реже сроков, указанных в руководстве (инструкции) по эксплуатации регистратора, осуществлять обработку (расшифровку) этих данных с оформлением протокола, выявлять нарушения правил эксплуатации ПС;

в) обеспечивать соблюдение технологического процесса транспортировки грузов и приостановку работы ПС в случае возникновения угрозы аварийной ситуации;

г) при выявлении нарушений требований к эксплуатации ПС, принимать меры по их устранению и предупреждению, в том числе проводить внеочередную проверку знаний работников, допустивших такие нарушения.

Работники ОПО, непосредственно занимающиеся эксплуатацией ПС, должны соответствовать следующим требованиям:

а) быть обученными и иметь выданное в установленном порядке удостоверение на право самостоятельной работы по соответствующим видам деятельности;

б) знать критерии работоспособности применяемых ПС в соответствии с требованиями руководства (инструкции) по эксплуатации применяемых ПС, технологический процесс транспортировки грузов.

в) в случае возникновения угрозы аварийной ситуации, информировать об этом своего непосредственного руководителя;

г) знать порядок действий, по инструкциям эксплуатирующей организации, в случаях возникновения аварий и инцидентов при эксплуатации ПС, а также выполнять данные инструкции;

д) пройти в установленном порядке аттестацию (только для специалистов) на знание ФНП и не нарушать их в процессе выполнения работ.

6.3 Производственная санитария

6.3.1 Микроклимат производственных помещений

Помещение турбинного цеха характеризуется:

-повышенной температурой;

-наличием теплового излучения;

-повышенной относительной влажностью.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений регламентируют санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

Для создания благоприятных условий работы в турбинном цехе используется:

-естественная вентиляция;

-искусственная вентиляция (приточно-вытяжная), состоящая из системы воздуховодов, вентиляторов для забора воздуха (ВДН-26), калориферов (КП-12-СК-01УЗА) в которых воздух увлажняется, в соответствии с СНиП 41-01-03 "Отопление, вентиляция и кондиционирование".

Отопление цеха в холодное время года осуществляется калориферами и нагревательными приборами. Для предотвращения термического ожога от горячих поверхностей применяется тепловая изоляция. Для оценки сочетанного воздействия параметров микроклимата в целях осуществления мероприятий по защите, работающих от возможного перегревания используется интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС).

На щитах управления оборудованием необходимо поддерживать оптимальные показатели микроклимата. Перепады температур воздуха на БЩУ (блочный щит управления) по высоте и горизонтали, а также изменение температур воздуха в течение смены при обеспечении оптимальных величин не должны превышать 20 °С и не выходить за пределы величин. Это достигается кондиционированием помещения БЩУ, в соответствии со СНиП 41-01-03 "Отопление, вентиляция и кондиционирование".

Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне представлены в таблице 1.3, допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне - в таблице 1.4

Интегральный показатель тепловой нагрузки при категории работ IIа равен 20.5 - 25.10 °С.

Таблица 6.3 - Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне турбинного цеха по СанПиН 2.2.4.548-96

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
холодный	IIа	19÷21	18÷22	60÷40	0,2
тёплый	IIа	20÷22	19÷23	60÷40	0,2

Таблица 6.4 - Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне турбинного цеха по СанПиН 2.2.4.548-96

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		ниже оптимальных значений	выше оптимальных значений			ниже оптимальных значений	выше оптимальных значений
холодный	IIа	17÷18,9	21,1÷23	16÷24	15÷75	0,1	0,3
тёплый	IIа	18÷19,9	22,1÷27	17÷28	15÷75	0,1	0,4

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96, для оценки воздействия теплового излучения используется интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС). Значения ТНС–индекса не должны выходить за пределы величин, рекомендуемых в таблице 1.5.

Таблица 6.5 – Рекомендуемые величины интегрального показателя тепловой нагрузки среды для профилактики перегревания организма по СанПиН 2.2.4.548-96

Категория работ по уровню энергозатрат	Величина интегрального показателя, °С
IIа	20,5÷25,1

6.3.2 Выделение вредных веществ

Основными источниками выделения вредных веществ в турбинном цехе являются:

- аэрозоли и испарения химических веществ.

Токсикологические характеристики вредных веществ (ГН-2.2.5.1313-03), выделяемых в турбинном цехе, приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.6 – Предельно-допустимые концентрации вредных веществ

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Характер воздействия на человека	ПДК, мг/м^3	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005
Гидрозигидрат	Жидкое	Отравление	0,1	1
Турбинное масло Т-22	Бесцветный пар со слабым запахом	Воздействие на дыхательные пути	5	4
ОМТИ	Бесцветный пар с острым запахом	Воздействие на нервную систему	0,1	1

Для обеспечения профилактики неблагоприятных воздействий вредных веществ на организм человека необходимо, в соответствии с ГОСТ 12.1.005, предпринять следующие мероприятия:

- максимально герметизировать источники выделения вредных веществ;
- местная вытяжка вентиляция и общая вентиляция. СНиП 41-01-03;

6.3.3 Освещение

Для безопасной работы в турбинном цехе предусматривается совмещенное освещение в соответствии с СП52.13330.2011.

Системы:

- боковая система естественного освещения через боковые оконные проёмы;

- система искусственного, комбинированного освещения.

Источники освещения: системы из общего и местного освещения;

Виды освещения;

- рабочее, для освещения помещения в соответствии с характером выполняемых работ;

аварийное, для продолжения работ при отключении рабочего освещения (питание от независимого источника энергии, аккумуляторных батарей);

дежурное;

эвакуационное (по основным проходам и лестничным клеткам).

Предусмотренные мероприятия обеспечивают параметры освещения в соответствии с нормами, представленными в таблице 1.7.

Источники и светильники:

- лампы накаливания;
- галогенные лампы;
- лампы газоразрядные;
- светильники закрытого типа;
- светильники открытого типа;
- светильники защищенные;
- светильники пыленепроницаемые;
- светильники влагозащитные;
- светильники взрывобезопасные.

Таблица 6.7 – Нормы освещенности рабочих мест согласно СП 52.13330.2011

Наименование помещения	Характер работы	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещённость при искусственном освещении, Лк		Тип светильника
		Комбинированное	Боковое	Комбинированное	При системе общего освещения	
Машинный зал	Наблюдение за произв. процес-сом (VIIIв разряд зрит. работ)	0,5	0,2	-	50	ЛЛ типа: ЛТБ, ЛБ, 730, 735, КЛЛ, СД
БЩУ	Наблюдение за измерениями, приборами (IIIв разряд зрит. работ)	3,0	1,2	750	300	ЛЛ типа: ЛЕЦ, 840, 865, МГЛ, СД

6.3.4 Шум, ультразвук и инфразвук

Источником производственного шума в турбинном цехе являются турбинные агрегаты, деаэраторы, генераторы, трубопроводы, насосы. В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.030 ССБТ допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот сведём в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для рабочих мест в производственном помещении котельного цеха по СНиП 23-03-2003

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления, в октановых полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону, участки точной сборки, телефонные и телеграфные станции, залы обработки информации на ЭВМ	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Для защиты от шума по ГОСТ 12.1.030 ССБТ «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданиях и на территории жилой застройки» предусматриваем:

– звукоизоляцию структурного и аэродинамического шума;

– звукопоглощающую облицовку;

– индивидуальные средства защиты;

– применение звукоизолирующих кожухов на шумных агрегатах;

– применение акустических экранов;

– применение глушителей шумов.

Двойные стены или перегородки проектируем с жесткой связью между элементами по контуру или в отдельных точках. Величина промежутка между элементами конструкций должна быть не менее 4 см.

В звукоизолирующих располагаем пульты контроля и управления технологическими процессами и оборудованием, рабочие места мастеров и начальников цехов.

Звукопоглощающие конструкции (подвесные потолки, облицовка стен, кулисные и штучные поглотители) применяем для снижения уровней шума на

рабочих местах и в зонах постоянного пребывания людей в производственных и общественных зданиях. Площадь звукопоглощающих облицовок и количество штучных поглотителей определяем расчетом.

Штучные поглотители применяем, если облицовок недостаточно для получения требуемого снижения шума, а также вместо звукопоглощающего подвесного потолка, когда его устройство невозможно или малоэффективно (большая высота производственного помещения, наличие мостовых кранов, наличие световых и аэрационных фонарей).

Экраны следует применять для снижения уровней звукового давления на рабочих местах в зоне действия прямого звука и в промежуточной зоне. Устанавливать экраны следует по возможности ближе к источнику шума.

6.3.5 Вибрация

Источниками вибрации в турбинном цехе являются:
- турбоагрегаты и генераторы;
- вспомогательное оборудования.

Вибрация возникает при работе машин и механизмов с вибрационно-поступательным движением деталей, неуравновешенными вращающимися массами.

Зависимость вибрации на рабочем месте от частоты представлена в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «а» по СН 2.2.4/2.1.8.566-96

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям $X_Л$, $Y_Л$, $Z_Л$			
	виброускорения			
	м/с^2		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99	
2,0	0,079	0,14	98	103
4,0	0,056	0,10	95	100
8,0	0,056	0,10	95	100
16,0	0,110	0,20	101	106
31,5	0,220	0,40	107	112
63,0	0,450	0,79	113	118
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100

Для предотвращения вредных воздействий вибрации в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 применяется ряд методов защиты от вибрации:

- рациональное размещение оборудования;
- своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;
- вибропоглащающие фундаменты, виброизоляция;
- вибродемпфирующие материалы на оборудование;
-СИЗ;

6.4 Предотвращение аварийных ситуаций

6.4.1Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования.

Для предупреждения аварий и взрывов технологического оборудования необходимо исключить:

- тепловые и механические перегрузки оборудования;
- нарушение режима работы оборудования;
- неисправности контрольно-измерительных приборов и средств диспетчеризации технологического управления.

Данный технологический процесс производства электроэнергии и тепловой энергии должен вестись в строгом соответствии с:

- ПТЭ электростанций и сетей;
- ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения». Приказ №533 от 12.11.2013
- ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей.

6.4.2 Обеспечение взрывопожарной безопасности производства

Категория производства по пожарной опасности (СП 12.13130-2009) – А. Турбинный цех относится ко II степени огнестойкости. Максимальные пределы огнестойкости конструкций для II класса огнестойкости представлены в таблице 6.11 СНиП 21-01-97

Таблица 6.10 - Максимальные пределы огнестойкости конструкций

Степень огнестойкости здания	Максимальные пределы огнестойкости конструкций, (минут)					
	Несущие элементы	Наружные стены	Перекрытия	Перекрытия бесчердачные	Лестничные	
					Площадки, стены	Марши лестниц
II	R45	RE15	REJ45	RE15	REJ90	R45

Источником возникновения пожара может явиться турбинное масло и водород. Их характеристика приведена в таблице 6.12.

Таблица 6.11 - Пожароопасные свойства веществ

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Плотность кг/м^3	Температура, °С		Концентрационные (тепловые) пределы распространения пламени , %	
			вспышки	самовоспла-менения	НКПР	ВКПР
Турбинное маслоТП-30	Жидкость	895	185	370	-	-
Водород	Газ	0,083	-	510	4	75

Для пожарной безопасности предусматривается согласно «Правил противопожарного режима РФ», постановлению правительства РФ №390 от 25.04.2012:

– эвакуационные выходы (СП 1.13130-2009);

– внутренний и наружный пожарные водопроводы (СП 8.13130-2009 и СП 10.13130-2009);

– первичные средства пожаротушения: огнетушители (ОВП, ОП, ОУ), пожарный щит (СП 9.13130-2009);

– пожарные лестницы для выхода наружу;

– устройства водяного, пенного, порошкового огнетушения;

– вводный и первичный инструктаж о мерах пожарной безопасности всех работников при поступлении на работу.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

- организацию пожарной охраны, организацию ведомственных служб пожарной безопасности в соответствии с законодательством РФ;

- паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;

- привлечение общественности к вопросам обеспечения пож. безопасности;

- организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве, а населения - в порядке, установленном правилами пожарной безопасности соответствующих объектов пребывания людей;

- разработку и реализацию норм и правил пожарной безопасности, инструкций - о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима изготовление и применение средств наглядной агитация для обеспечения пожарной безопасности;

- порядок хранения веществ и материалов, тушение которых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожароопасных свойств;

- нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;

- разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;

- основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники.

Применяемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара (загорания), быть безопасной для природы и людей.

Так же для борьбы с масляными пожарами предусматривается применение огнестойких жидкостей, например применение масла ОМТИ. В системе смазки и регулирования напорные маслопроводы, находящиеся в зоне высоких температур, помещаются в специальные защитные короба,

выполненные из листовой стали толщиной не менее 3 мм. Все зоны скопления масляных паров вентилируются с помощью эксгаустеров.

В отделении устанавливаются автоматическая дренчерная система пожаротушения и автоматическая система объёмного аэрозольного тушения (САТ) в соответствии сСП 5.13130.2009. Система оповещения людей о пожаре с автоматическим управлением и возможностью реализации множества вариантов организации эвакуации из каждой зоны оповещения. Аварийная вентиляция на случай возникновения пожара. Предусмотрена схема наружного и внутреннего пожарного водоснабжения с двумя независимыми вводами. На всех отметках размещено по несколько пожарных гидрантов. По всей территории на всех отметках установлены щиты с размещением первичных средств пожаротушения ЩП-В, а в местах с токоведущими проводниками ЩП-Е. Все меры пожарной безопасности выполняются в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 "Пожарная безопасность. Общие требования", ГОСТ 12.3.047-98 ССБТ "Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля"

6.5 Техническое освидетельствование

6.5.1 Техническое освидетельствование сосудов

Безопасная работа сосудов, находящихся под давлением, обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, включающих в себя конструкцию сосудов, применяемые материалы и технологии, в том числе и при ремонтных работах, обеспечивают конструктивную прочность сосудов. Эксплуатация сосудов ведется в строгом соответствии с требованиями ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014.персонал, занятый обслуживанием сосудов, должен быть надлежащим образом обучен и аттестован.

Требования к техническому освидетельствованию сосудов, согласно ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014, следующие,

- Объем, методы и периодичность технических освидетельствований сосудов (за исключением баллонов) должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Освидетельствование баллонов должно быть проведено по методике, утвержденной разработчиком конструкции баллонов, в которой должны быть указаны периодичность освидетельствования и нормы браковки.

- Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, подлежащих учету в территориальном органе Ростехнадзора, проводят уполномоченная специализированная организация, а также

лицо, ответственное за осуществление производственного контроля за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением, совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в сроки, установленные в руководстве (инструкции) по эксплуатации или указанные в таблице 6.12

Таблица 6.12 – Периодичность технического освидетельствования СРД, регистрируемых в органах Ростехнадзором

Скорость коррозии, мм/год	Периодичность освидетельствования	
	Ответственный на предприятии (наружный и внутренний осмотр) Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
Не более 0,1	4 года	8 лет
Более 0,1	4 года	8 лет
Регенеративные подогреватели	После двух капитальных ремонтов, но не реже одного раза в 12 лет	

- Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, не подлежащих учету в территориальном органе Ростехнадзора, проводит лицо, ответственное за осуществление производственного контроля за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением, совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в сроки, установленные в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

- Минимальный объем первичного технического освидетельствования сосудов включает:

а) проведение визуального и измерительного контроля с внутренней (при доступности) и наружной поверхностей сосуда;

б) контроль толщины стенок элементов сосудов, работающих под давлением коррозионноагрессивных сред, если это установлено в руководстве (инструкции) по эксплуатации и (или) предусмотрено в проектной документации ОПО с учетом специфики технологического процесса, в котором используются сосуды;

в) проверку соответствия монтажа, обвязки технологическими трубопроводами, оснащения контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами сосуда требованиям проектной и технической документации;

г) проведение гидравлических испытаний.

При техническом освидетельствовании сосудов допускается применение иных методов неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии.

- При первичном техническом освидетельствовании допускается не проводить осмотр внутренней поверхности и гидравлическое испытание сосуда, поставляемого в собранном виде, если это установлено в требованиях руководства (инструкции) по эксплуатации и не нарушены указанные в нем сроки и условия консервации.

- Объем внеочередного технического освидетельствования определяется причинами, вызвавшими его проведение.

При проведении внеочередного освидетельствования в паспорте сосуда должна быть указана причина, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

- Перед проведением осмотра (визуального и измерительного контроля) внутренней поверхности сосуда, иных работ внутри сосуда и его гидравлического испытания сосуд должен быть остановлен, охлажден (отогрет), освобожден от заполняющей его рабочей среды с проведением вентилирования (продувки) и нейтрализации, дегазации (при необходимости), отключен от источников питания и всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием.

Порядок проведения указанных работ в зависимости от свойств рабочей среды, конструкции сосуда, особенностей схемы его включения и технологического процесса и требований, указанных в настоящем разделе ФНП, должен быть установлен в производственной инструкции или в иной документации по безопасному ведению работ (технологический регламент, инструкция), утвержденной эксплуатирующей и (или) уполномоченной специализированной организацией, осуществляющей выполнение указанных работ.

- Продувка сосуда, работающего под давлением воздуха или инертных газов, до начала выполнения работ внутри его корпуса осуществляется воздухом, продувка сосуда, работающего под давлением горючих газов, - инертным газом и (или) воздухом. Окончание продувки, в необходимых случаях с учетом свойств рабочей среды определяют по результатам анализа среды внутри сосуда после продувки.

Сосуды, работающие с токсичными веществами, до начала выполнения работ внутри, в том числе перед визуальным и измерительным контролем, должны подвергаться тщательной обработке (нейтрализации, дегазации).

- Отключение сосуда от всех трубопроводов, соединяющих его с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием, осуществляют установкой заглушек в разъемных соединениях или путем их непосредственного отсоединения от подводящих и отводящих трубопроводов в местах разъемных соединений с установкой заглушек на фланцах трубопроводов.

- Поверхности сосудов до начала осмотра должны быть очищены от отложений и грязи для проведения визуального и измерительного контроля.

По требованию лица, проводящего освидетельствование, футеровка, изоляция и другие виды защиты должны быть удалены, если имеются

признаки, указывающие на возможное наличие дефектов, влияющих на безопасность использования сосуда (визуально видимые механические повреждения; деформация; нарушения целостности футеровки, изоляции и защитной оболочки корпуса; нарушение герметичности корпуса сосуда или его защитной оболочки по показаниям приборов). В случае, если конструкцией сосуда и (или) особенностью технологического процесса не предусмотрена возможность удаления изоляции и других защитных устройств корпуса с последующим восстановлением, то диагностирование возможного наличия дефектов в недоступных для осмотра местах со снятием защитного покрытия или иными методами должно осуществляться по методике и технологии разработчика Проекта и (или) изготовителя сосуда, с привлечением при необходимости для выполнения работ специализированной организации и (или) организации - изготовителя сосуда.

При проведении внеочередного технического освидетельствования после ремонта с применением сварки и термической обработки для проведения осмотра и испытаний на прочность и плотность сосуда допускается снимать наружную изоляцию частично только в месте, подвергнутом ремонту.

- Гидравлические испытания сосуда должны быть проведены в соответствии с утвержденными схемами и инструкциями по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, разработанными в эксплуатирующей организации с учетом требований руководства (инструкции) по эксплуатации.

При проведении гидравлического испытания сосуда должны быть выполнены соответствующие требования подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП. Величину пробного давления определяют исходя из разрешенного давления для сосуда. Время выдержки сосуда под пробным давлением (если отсутствуют другие указания в руководстве по эксплуатации) должно быть не менее:

а) 10 мин. - при толщине стенки до 50 мм включительно;

б) 20 мин. - при толщине стенки свыше 50 до 100 мм включительно;

в) 30 мин. - при толщине стенки свыше 100 мм.

- Гидравлические испытания сосудов должны быть проведены только при удовлетворительных результатах визуального и измерительного контроля внутренней и наружной поверхностей, предусмотренных руководством (инструкцией) по эксплуатации неразрушающего контроля и исследований.

- При гидравлическом испытании вертикально установленных сосудов пробное давление должно контролироваться по манометру, установленному на верхней крышке (днище) сосуда, а в случае конструктивной невозможности такой установки манометра величина пробного давления должна определяться с учетом гидростатического давления воды в зависимости от уровня установки манометра.

- В случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно (большие нагрузки от веса воды на фундамент, междуэтажные перекрытия или на сам сосуд; трудность удаления воды, наличие внутри сосуда футеровки), допускается заменять его пневматическим испытанием в

соответствии с требованиями подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП.

- Сосуды, работающие под давлением сред, отнесенных к 1-й группе согласно ТР ТС 032/2013, до пуска в работу после окончания технического освидетельствования и иных работ должны подвергаться эксплуатирующей организацией испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению, в соответствии с инструкцией, утвержденной эксплуатационной организацией

6.5.2 Техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды.

В турбинном цехе все трубопроводы находятся под давлением. Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала регламент работ предусмотрен ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014.

Требования к техническому освидетельствованию сосудов, согласно ФНП «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014, следующие,

- Трубопроводы пара и горячей воды при проведении технического освидетельствования должны подвергаться:

а) наружному осмотру и гидравлическому испытанию - перед пуском вновь смонтированного трубопровода, после реконструкции и ремонта трубопровода, связанного со сваркой и термической обработкой, а также перед пуском трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет;

б) наружному осмотру - в процессе эксплуатации в горячем и холодном состоянии с периодичностью, установленной в настоящем разделе.

При техническом освидетельствовании трубопроводов также допускается применение методов неразрушающего контроля.

Не подвергаются гидравлическому испытанию пароперепускные трубопроводы в пределах турбин и трубопроводы отбора пара от турбины до задвижки при условии оценки их состояния с применением не менее двух методов неразрушающего контроля в объеме, установленном в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

- Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды, подлежащих учету в территориальных органах Ростехнадзора, проводит уполномоченная специализированная организация. Периодическое освидетельствование трубопроводов проводят не реже одного раза в три года, если иные сроки не установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

- Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования совместно с ответственным за производственный контроль должны проводить осмотр трубопровода перед проведением и после окончания планового ремонта, но не реже 1 раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации), а также если характер и объем ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования.

- Техническое освидетельствование трубопроводов, не подлежащих учету в органах Ростехнадзора, проводит лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

- Техническое освидетельствование (первичное, периодическое, внеочередное) и ревизию технологических трубопроводов проводят в соответствии с требованиями проектной и технологической документации, руководства (инструкции) по эксплуатации.

- При проведении технического освидетельствования трубопроводов следует уделять внимание участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

- Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может быть произведен без снятия изоляции, однако, в случае появления у лица, проводящего осмотр, сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопровода, лицо, проводящее осмотр, вправе потребовать частичного или полного удаления изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов при прокладке в непроходных каналах или при бесканальной прокладке производится путем вскрытия грунта отдельных участков и снятия изоляции не реже чем через каждые два километра трубопровода, если иное не предусмотрено в проектной документации и руководстве (инструкции) по эксплуатации трубопровода.

- При проведении гидравлического испытания трубопровода должны быть выполнены соответствующие требования подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП. Сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода (не имеющие запорных органов - неоткпючаемые по среде), испытывают тем же давлением, что и трубопроводы.

- Для проведения испытания трубопроводов, рабположенных на высоте свыше 3 метров, должны устраиваться подмостки или другие приспособления, обеспечивающие возможность безопасного осмотра трубопровода.

- Гидравлическое испытание может быть заменено двумя видами контроля (радиографическим и ультразвуковым) в случаях контроля качества соединительного сварного стыка трубопровода с трубопроводом действующей

магистрали, трубопроводами в пределах котла или иного технологического оборудования (если между ними имеется только одна отключающая задвижка), а также при контроле не более двух неразъемных сварных соединений, выполненных при ремонте.

- Трубопроводы, работающие под давлением сред, отнесенных к группе 1-й согласно ТР ТС 032/2013, должны дополнительно подвергаться эксплуатирующей организацией испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению, в порядке, установленном инструкцией, утвержденной эксплуатирующей организацией.

6.6 Обеспечение устойчивости объекта в чрезвычайных ситуациях

Устойчивость – это способность объекта экономики продолжать работу в условиях чрезвычайных ситуаций. Первоначально устойчивость закладывается еще на стадии проектирования здания, сооружения, промышленной установки. Главная цель исследований устойчивости объекта заключается в выявлении слабых мест во всех системах и звеньях, выработке на данной основе комплекса организационных, инженерно-технических, специальных и других мероприятий по их устранению. Эту работу организует руководитель объекта экономики с максимальным привлечением научно-исследовательских и проектных организаций.

6.7 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания нужно произвести расчёт заземляющего устройства для конденсатного насоса напряжением 1кВ. Грунт – супесь. Сеть с изолированной нейтралью. Подвод напряжения осуществляется двумя расположенными рядом кабелями длиной 50 метров каждый, проложенными в грунте на глубине 0,7 метров. В качестве искусственного заземлителя используются вертикальные электроды, соединённые полосой, проложенные в земле по контуру на глубину 0,6 м, расстояние между электродами берём 6 м, длину электрода – 5 м. Электроды представляют собой уголки из стали с шириной полки 0,06 м. Схема заземления вертикальными электродами изображена на рисунке 6.1.

Защитное (групповое) сопротивление заземлителя $R_{гр}$ зависит от напряжения в электрооборудовании. В общем случае при напряжении до и свыше 1000В $R_{гр} \leq 10{,}0$ Ом.

Для электроустановок напряжением до и свыше 1000В с током замыкания $I_з < 500$А защитное сопротивление, Ом, рассчитывается по формуле

$$R_{гр} = 125/I_з, \qquad (5.1)$$

где $I_з$ – ток замыкание на землю, А.

В этом случае защитное сопротивление должно быть не более 10Ом

$$I_з = \frac{U_л(35 \cdot l_к + l_в)}{350}, \qquad (5.2)$$

где $U_л = 1{,}73 \cdot U_ф = 1.73 \cdot 1000 = 1730$ – линейное напряжение, В;

$l_к$ – длина кабельной линии, км;

$l_в$ – длина воздушной линии, км;

$$I_з = \frac{1730(35 \cdot 0.1 + 0)}{350} = 17.3,$$

$R_{гр} = 125/17.3 = 7.2 \leq 10{,}0$ Ом.

Найдём удельное сопротивление грунта с учётом сезонных колебаний влажности для горизонтальных стержней, Ом · м

$$\rho_{о.с} = \Psi_в \cdot \rho_0, \qquad (5.3)$$

где $\psi_в$ – сезонный коэффициент, находим по табл. 8.2 [22];

ρ_0 – удельное электрическое сопротивление грунта, находим по табл. 8.1 [13];

$$\rho_{о.с} = 1{,}1 \cdot 150 = 165.$$

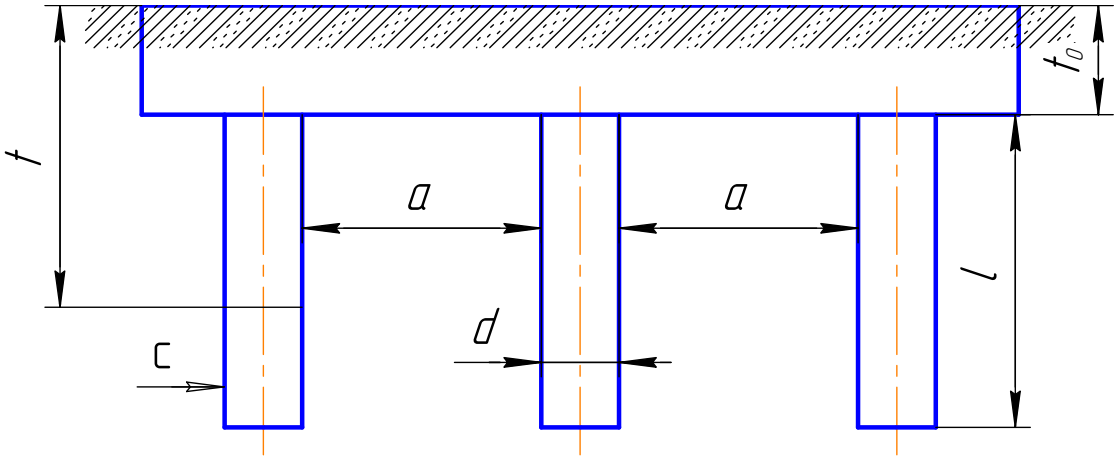


Рисунок 6.1 – Схема заземления вертикальными электродами

Т.к. электроды выполнены из уголка, то воспользуемся формулой пересчёта. Тогда диаметр электрода равен, м

$$d = 0{,}95 \cdot b, \qquad (5.4)$$

где b – ширина полки электрода;

$$d = 0,95 \cdot 0,06 = 0,057 .$$

Полная глубина заложения заземлителя, м

$$t = 0,5 \cdot l + t_0 , \qquad (5.5)$$

где l – длина электрода, м;

t_0 – расстояние от поверхности земли до заземлителя, м;

$$t = 0,5 \cdot 5 + 0,6 = 3,1 .$$

Формулой для определения сопротивления одиночного заземлителя, выполненного в виде стержня, зарытого в грунт вертикально, Ом, является

$$R_0 = \frac{0,336 \cdot \rho_{о.с}}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right), \qquad (5.6)$$

$$R_0 = \frac{0,336 \cdot 165}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,057} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,1 + 5}{4 \cdot 3,1 - 5} \right) = 26.8$$

Количество заземлителей, шт

$$n \cdot \eta_{экр} = \frac{R_0}{R_{гр}} , \qquad (5.7)$$

где $\eta_{экр}$ – коэффициент экранирования, для вертикальных электродов по табл. 8.4 [13];

$$n = \frac{26.8}{1,2 \cdot 7.2} = 3.1 .$$

Полученное количество электродов округляем, берём с запасов в два электрода, получаем 5 штук.

Для соединения вертикальных электродов, расположенных по контуру, принимаем полосовую сталь сечением 4×60 мм (С = 0,06 м). Длина соединительной полосы, м

$$l_n = 1,05 \cdot n \cdot a , \qquad (5.8)$$

где a – расстояние между электродами, м;

$l_n = 1,05 \cdot 5 \cdot 6 = 31.5$.

Сопротивление полосы, Ом, соединяющей заземлители

$$R_n = \frac{0,336 \cdot \rho_{о.с}}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{C \cdot t_0}, \quad (5.9)$$

$$R_n = \frac{0,336 \cdot 165}{31.5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 31.5^2}{0,06 \cdot 0,6} = 8.3.$$

Защитное сопротивление заземляющего устройства, Ом

$$R_{гр}^{иск} = \frac{R_0 \cdot R_n}{R_0 \cdot \eta_{эп} + R_n \cdot \eta_{ээ} \cdot n}, \quad (5.10)$$

где $\eta_{эп}$ – коэффициент электропроводимости полосы;

$\eta_{ээ}$ – коэффициент электропроводимости электродов;

$$R_{гр}^{иск} = \frac{26.8 \cdot 8.3}{26.8 \cdot 0,75 + 8.3 \cdot 0,74 \cdot 5} = 4.4.$$

Полученное значение не превышает допустимого значения защитного сопротивления искусственных заземлителей, определённого по формуле (5.1)

$$R_{гр}^{иск} = 4.4 < R_{гр} = 7.2.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте был выполнен проект КЭС на твердом топливе с электрической мощностью 660 МВт и максимально отопительной нагрузкой 60 МВт.

В качестве основного оборудования было выбрано: турбина К-330-240 и котел Пп-1000-25-545.

При выполнении дипломного проекта были произведены следующие расчеты:

1. Расчет принципиальной тепловой схемы с уточнением коэффициента регенерации по небалансу электрической мощности;
2. Расчет технико-экономических показателей проектируемой станции;
3. Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу.

Был также произведен расчет и выбор на основании данных, полученных при расчете вспомогательного оборудования (регенеративных подогревателей, деаэратор, насосы, сетевой подогреватель), элементов транспортного хозяйства (система топливоподачи, дутьевой вентилятор, дымосос), дымовой трубы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции : учебное пособие / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок. - Красноярск : изд-во ИПЦ КГТУ, 2003. - 300 с.

2.Цыганок, А.П. Проектирование тепловых электрических станций : учебное пособие / А.П. Цыганок, С.А. Михайленко. - Красноярск : изд-во КРПИ, 1991. - 119 с.

3.Григорьев, В.А. Тепловые и атомные электрические станции : справочник / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. - М. : изд-во Энергоатомиздат, 1982. - 624 с.

4.Цыганок, А.П. Тепловые и атомные электрические станции : учебное пособие/ А.П. Цыганок. - Красноярск : изд-во ИПЦ КГТУ, 2000. - 123 с.

5.Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. - М. : изд-во Энергоатомиздат, 1984.

6.Деринг, И.С. Котельный агрегат/ Справочно-нормативные данные по курсовому проектированию для студентов специальности 100500 / И.С. Деринг, В.А. Дубровский, Т.И. Охорзина. - Красноярск : изд-во КГТУ, 2000. - 40 с.

7.Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Н.В. Кузнецов. - М . : изд-во Энергия, 1973.

8.Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. - М. : изд-во Энергоатомиздат, 1987.

9. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчетов : учебное пособие / Красноярск : изд-во ИПЦ КГТУ, 2001. - 80 с.

10.Слабиков, В.А. Тепломеханическая часть ТЭЦ : учебное пособие / В.А. Слабиков. - Ленинград : изд-во Ленинградский политехнический институт, 1974. - 89 с.

11.Цыганок, А.П. Определение основных характеристик теплофикационной турбины с регулируемыми отборами пара : учебное пособие / А.П. Цыганок, О.Н. Едемский. - Красноярск: изд-во КПИ, 1981. - 18 с.

12.Сазанов, Б.В. Тепловые электрические станции : учебное пособие / Б.В. Сазанов, М. : изд-во Энергия,1974. - 223 с.

13.Емелина, Д. Г. Безопасность жизнедеятельности : учебное пособие/ Д. Г. Емелина, Д. В. Емелин. - Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000. - 183 с.

14.Колот, В.В. Безопасность проектируемого объекта : учебное пособие/ В.В. Колот, О.Н. Ледяева. - Красноярск : изд-во ИПЦ КГТУ, 2003. - 16 с.

15.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.

16.Смирнова, С.Н. Справочник по климату СССР, вып. 31, ч. 2. Температура воздуха и почвы: справочник специалиста / Ленинград : изд-во Гидрометеоиздат, 1990. - 607 с.

17.Астраханцева, И.А. Экономическая оценка технических решений : учебное пособие/ И.А. Астраханцева. - Красноярск : изд-во ИПЦ КГТУ, 1998. - 27с.

18. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году / Системный оператор единой энергетической системы. – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2016/ups_rep2015_01.pdf.