Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический Институт
институт
Тепловые электрический станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.А.Бойко
подпись инициалы, фамилия
« 29 » 06 2016 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

140101.65 .Тепловые электрические станции
код и наименование специальности

Расширение Красноярской ТЭЦ-3
наименование темы

Пояснительная записка

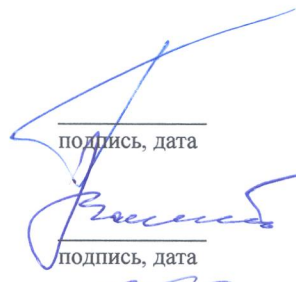
Руководитель _____ _____ Янов С.Р.
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник 27.06.16. Крыгин В.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломного проекта по теме_____
Расширение Красноярской ТЭЦ-3

Консультанты по
разделам:

Экономическое обоснование проекта наименование раздела	 подпись, дата	Голованова Л.В, инициалы, фамилия
Безопасность проектируемого объекта наименование раздела	 подпись, дата	Колот В.В инициалы, фамилия
Технический контроль наименование раздела	 подпись, дата	Михайленко С.А. инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	Шишмарев П.В. инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
институт
Тепловые электрический станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.А.Бойко
подпись инициалы, фамилия
« 29 » 06 20 16 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту Крыгину Владимиру Александровичу
фамилия, имя, отчество

Группа ЗТЭ-10-01 Направление (специальность) 140101.65
номер код

Тепловые электрические станции
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения Красноярской ТЭЦ-3

Утверждена приказом по университету № 5074/с от 12 апреля 2016 года

Руководитель ВКР С.Р. Янов, доцент, к.т.н.
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР объект расширения Красноярская ТЭЦ-3, электрическая нагрузка 250 МВт, тепловая нагрузка 400 МВт

Перечень разделов ВКР вводная часть, экономическая часть, расчетная часть, охрана окружающей среды, безопасность проектируемого объекта, индивидуальное задание.

Перечень графического материала

Лист 1 Генеральный план

Лист 2 Компоновка главного корпуса

Лист 3 Продольный разрез турбины Т-250/300-240

Лист 4 Продольный разрез котла ПП-1000-24-545КТ

Лист 5 Принципиальная тепловая схема блока Т-250/300-240

Лист 6 Сухая градирня GK 59

Лист 7 Дымосос ДОД-31,5

Руководитель ВКР _____ С.Р. Янов
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ В.А Крыгин
подпись, инициалы и фамилия студента

«29» июня 2016 г.

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с требованиями ФЗ № 190 «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», в городе Красноярске разрабатывается схема теплоснабжения.

Доля централизованного теплоснабжения города растёт, тенденция к увеличению централизации выработки тепла объясняется тем, что застройщики жилья, объектов соцкультбыта, торговли и прочие стараются подключиться к уже существующим теплоисточникам. Увеличивается тепловая нагрузка в основном на энергоисточники с комбинированной выработкой тепла и электрической энергии (ТЭЦ). В тоже время снижается доля отпускаемого тепла от существующих котельных за счет закрытия части угольных котельных и снижения использования тепловой мощности электрокотельных как менее экономичных теплоисточников. Тепловая нагрузка закрываемых угольных котельных и переключается на Красноярские ТЭЦ.

Согласно с разрабатываемой схемой теплоснабжения предлагается закрыть часть источников тепловой энергии, в частности угольных и электро котельных, что в свою очередь обуславливает перевода доли вырабатываемой ими тепловой энергии на ТЭЦ.

Одним из базовых источников комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии в г. Красноярске является ТЭЦ-3. Красноярская ТЭЦ-3, являющаяся единственной в городе ТЭЦ, расположенной на левом берегу Енисея, отапливает промышленные предприятия и жилой сектор Советского района Красноярска, а также жилые массивы «Северный», «Покровский» и «Иннокентьевский». Советский район является перспективным и долгое время сохраняет за собой звание самой бурно развивающейся части Красноярска. На долю двух входящих в его состав микрорайонов — Взлетки и Северного — приходится основной объем сдаваемого в городе жилья. Этот фактор является так же основополагающим для расширения Красноярской ТЭЦ-3 с целью увеличения тепловой мощности.

Согласно обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Красноярска до 2033 года, дефицит установленной тепловой мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов в горячей воде составляет для ТЭЦ-3 порядка 400 МВт [1].

Монтаж на станции энергоблока с турбиной Т-250/300-240 со сверхкритическими параметрами пара и промежуточным перегревом пара с котлом Пп-1000-25-545 КТ позволит увеличить располагаемую тепловую мощность станции в горячей воде на 406 МВт. Рассмотренный в данном проекте вариант позволит покрыть дефицит тепловой энергии на ТЭЦ-3.

Рассмотренные в данной работе технические предложения являются попыткой найти наиболее рациональное решение, сочетающее требования по

энергетической и экологической эффективности станции с надежностью и экономичностью оборудования.

1 Экономическая часть

1.1 Обоснование состава основного оборудования

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

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

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

Устанавливаем одну турбину Т-250/300-240 со сверхкритическими параметрами пара и промежуточным перегревом и котел Пп-1000-25-545.

В таблице 1.1 представлены исходные данные для расчёта экономического эффекта проектируемой ТЭЦ

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	Восточная Сибирь
Вид топлива	бурый уголь
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час: а) в паре б) в горячей воде	 0 698,2
Годовой коэффициент теплофикации по пару	0
Годовой коэффициент теплофикации по гор. воде	0,85
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год: а) в паре б) в горячей воде	 0 5000
Электрическая нагрузка потребителей, МВт	500
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	7100
Продолжение таблицы 1.1	
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	7100
Производительность энергетического котла, т/час	1000
Коэффициент полезного действия котла, %	91
Число часов работы турбин, час/год	7200

1.2 Расчёт капитальных вложений

Единовременные капитальные вложения определяем по опыту реализованных проектов строительства подобных станций в России.

К=250*0,048=12,1 млрд. руб. (1.1)

1.3 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

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

$$U_э = З_{топ} + U_{зп} + U_а + U_{тр} + U_{пр}, \quad (1.2)$$

где $З_{топ}$ – 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.

1.3.1 Расчёт затрат на топливо

Удельные расходы условного топлива составляют: на выработку электроэнергии по (2.63) 0,213 кг/(кВт·ч), на выработку тепловой энергии (по 2.64) 27,98 кг/ГДж.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. 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.

$$W = 250 \cdot 7100 \cdot 10^{-3} = 3550$$

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

$$Q_{гв} = N_{гв} \cdot T_{гв} \cdot 10^{-3}, \quad (1.4)$$

где $N_{гв}$ – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час;

$T_{гв}$ – число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год.

$$Q_{гв} = 698{,}2 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 3491,$$

Топливная составляющая затрат,

$$З_{топ} = B_{тэц} \cdot \varsigma_{топ} \cdot 10^{-3} \quad (1.5)$$

где Втэц – топливная составляющая затрат, тыс. т.н.т.;

ζтоп = 790 рубл./т.н.т.

Расход топлива на ТЭЦ складывается из его расхода на производство тепловой энергии в горячей воде $B^{гв}$ и на производство электроэнергии $B^{эл}$, тыс. т.н.т.,

$$B_{тэц} = B^{гв} + B^{эл} \quad (1.6)$$

где Вгв – расход топлива на производство тепловой энергии в горячей воде, тыс. т.н.т.;

Вэл – расход топлива на производство электрической энергии, тыс. т.н.т.;

Полный расход топлива на выработку электроэнергии, тыс. т.н.т./год,

$$B^{эл} = b_э \cdot W \quad (1.7)$$

$$B^{эл} = 0{,}213 \cdot 1775 = 378{,}075$$

Полный расход топлива на выработку электроэнергии, тыс. т.н.т./год,

$$B^{гв} = b_т \cdot Q_{гв} = 0{,}117 \cdot 3491 = 408{,}45 \quad (1.8)$$

где bт = (27,98 кг/ГДж /0,238846) · 10-3 = 117 кг/Гкал = 0,117 т.н.т/Гкал – удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии.

Находим расход топлива на производство тепловой и электрической энергии, тыс. т.н.т., и топливную составляющую затрат, млн. руб., по (1.6) и (1.7) соответственно

$$B_{тэц} = 378{,}075 + 408{,}45 = 786{,}525,$$

$$З_{топ} = 786{,}525 \cdot 790 \cdot 10^{-3} = 621{,}13908$$

1.3.2 Расходы на оплату труда

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

$$U_{зп} = N_{у} \cdot n_{у} \cdot Ф_{зп} \cdot 10^{-6}, \quad (1.9)$$

где $n_{у}$ – штатный коэффициент, по таблице 6 [1];

$Ф_{зп}$ – средняя зарплата одного работника за год;

$$U_{зп} = 500 \cdot 0{,}84 \cdot 264000 \cdot 10^{-6} = 110{,}88$$

1.3.3 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_{а} = K \cdot H_{а}, \quad (1.10)$$

где $H_{а}$ – средняя норма амортизации станции в целом;

$$U_{а} = 24241{,}2 \cdot \frac{7{,}6}{100} = 1786{,}19$$

1.3.4 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{тр} = K \cdot H_{тр}, \quad (1.11)$$

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

$$U_{тр} = 24241{,}2 \cdot \frac{5{,}0}{100} = 1175{,}13$$

1.3.5 Прочие расходы

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

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

$$U_{пр} = 0,2 \cdot (U_а + U_{тр} + U_{зп}) + CTP, \quad (1.12)$$

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

$$U_{пр} = 0,2 \cdot (1786,19 + 1175,13 + 110,88) + 0,30 \cdot 110,88 = 647,70$$

Эксплуатационные расходы составят, млн. руб./год:

$$U_э = 1164,60 + 110,88 + 1786,19 + 1175,13 + 647,70 = 4884,50$$

1.4 Расчёт себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

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

$$Э_{отп} = W \cdot (1 - \alpha_{сн}) = 3550 \cdot (1 - 0,08) = 3266,00 \quad (1.13)$$

где W – выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт ч, по (1.4);
αсн – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды станции.

Для расчёта себестоимости единицы тепловой и электрической энергии распределим эксплуатационные расходы по цехам проектируемой станции из расчёта, что:
- затраты на топливо полностью забирает ТТЦ и КЦ;
- амортизационные отчисления распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;
- расходы на оплату труда распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 40%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 30%;

- расходы по ремонтному обслуживанию распределились следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%; ТЦ и ЭЦ – 30%; общестанционные расходы – 5%;

- затраты на прочие расходы полностью уходят на общестанционные расходы.

Результаты расчётов занесём в сводную таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии

Стадия производства	Элементы затрат, млн.руб.					Всего затрат, млн. руб.	В том числе, млн.руб.	
	$U_т$	$U_{ам}$	$U_{зп}$	$U_{тр}$	$U_{пр}$		э/э	т/э
ТТЦ и КЦ	1164,60	1161,02	44,35	763,83		3133,81	2034,72	1099,09
Машинный зал, ЭЦ		535,86	33,26	352,54		921,66	921,66	
Общестанцион-ные расходы		89,31	33,26	58,76	647,70	829,03	604,35	224,68
Всего по ТЭЦ	1164,60	1786,19	110,88	1175,13	647,70	4884,50	3560,73	1323,77
Себестоимость единицы электроэнергии, коп./кВт·ч			1,09					
Единицы теплоэнергии, руб./Гкал			390,5					

- Затраты по каждой стадии распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн.руб.:

$$З^{э/э}_{ттц} = З_{ттц} \cdot \frac{В^{эл}}{В_{тэц}} \qquad (1.14)$$

$$З^{э/э}_{ттц} = 1488,39 \cdot \frac{378,075}{786,525} = 732,019$$

$$З^{т/э}_{ттц} = З_{ттц} - З^{э/э}_{ттц} \qquad (1.15)$$

$$З^{т/э}_{ттц} = 1488,39 - 732,2 = 756,19$$

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

$$З^{э/э}_{общ} = З_{общ} \cdot \frac{З^{э/э}_{ттц} + З^{э/э}_{маш.з}}{З_{ттц} + З_{маш.з}} \quad (1.16)$$

$$З^{э/э}_{общ} = 657,91 \cdot \frac{732,2 + 415,76}{1488,39 + 415,76} = 396,63$$

$$З^{т/э}_{общ} = З_{общ} - З^{э/э}_{общ} = 657,91 - 396,63 = 261.56 \quad (1.17)$$

- Расчет себестоимости единицы энергии с учетом результата по пункту 5 и отпуска энергии из таблицы исходных данных (таблица 1.1).

$$\frac{З^{э/э}_{общ}}{Э_{опт}} = \frac{3560,73}{3266,00} = 1,09 \quad (1.18)$$

$$\frac{З^{т/э}_{общ}}{Q_{гв.год}} = \frac{1323,77 \cdot 10^3}{3491} = 390,5 \quad (1.19)$$

1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка мероприятий по проектированию ТЭС предполагает расчёт коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели, которая определяется на основе анализа хозрасчётных показателей предприятий.

Для оценки эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций.

Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \left[\left(T_э - U_э \right) \cdot W_{э.отп} + \left(T_т - U_т \right) \cdot W_{т.отп} + U_{ам} \right] \cdot \frac{1}{\left(1 + 0,1 \right)^n} - K \quad (1.20)$$

где Тэ – тариф на отпущенную единицу электрической энергии составляет 1,18 руб./кВт ч,[4];

Uэ – себестоимость отпущенной электрической энергии, руб./кВт ч;

Wэ.отп – годовой отпуск электрической энергии с расширяемой части станции, МВт ч;

Тт – тариф на отпущенную единицу тепловой энергии составляет 575 руб./Гкал,[4];

Uт – себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал;

Wт.отп – годовой отпуск тепловой энергии с расширяемой части станции, Гкал;

Uам – амортизационные отчисления, млн.руб./год

n – текущий год;

К – капитальные вложения, млн.руб.

Доход по электроэнергии, млн.руб./год, [3],

$$Д_{э/э} = (T_э - U_э) \cdot W_{э.отп} \quad (1.21)$$

$$Д_{э/э} = (1{,}18 - 1{,}09) \cdot 3266{,}00 = 1077{,}78$$

Доход по тепловой энергии, млн.руб./год, [3],

$$Д_{т/э} = (T_т - U_т) \cdot W_{т.отп} \quad (1.22)$$

$$Д_{т/э} = (575 - 379{,}20) \cdot 3491 \cdot 10^{-3} = 683{,}538$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект ТЭЦ 500 МВт сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	Расчетный период, лет										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Денежный по-ток по инвестици-онной деятельно-сти – кап. вложе-ния (К), млн.руб.	-24241,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- амортизацион-ные отчисления		3856,81	856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81
- доход по отпущенной эл/энергии		1077,78	1077,78	1077,78	1077,78	1077,78	1077,78	1077,78	1077,78	1077,78	1077,78

Окончание таблицы 1.3

Показатели	Расчетный период, лет										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
- доход по отпущенной т/э		992,84	992,84	992,84	992,84	992,84	992,84	992,84	992,84	992,84	992,84
3) Чистый денежный поток, млн.руб.	-24241,2	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81	3856,81
4) Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,620	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
5) Чистый дисконтированный доход, млн.руб	-24241,2	3505,84	3185,73	2896,46	2634,20	2395,08	2175,24	1978,54	1797,27	1635,29	1484,87
6) ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-24241,2	-19996,67	-16810,94	-13914,48	-11280,28	-8885,20	-6709,96	-4731,42	-2934,14	-1298,85	186,02

Проект ТЭЦ мощностью 250МВт, с основным оборудованием, в составе турбины Т-250/300-240 и котла Пп-1000-25-545, окупается на десятом году эксплуатации оборудования. ЧДД нарастающим итогом проекта составляет 186,02 млн. руб.

Учёт риска проекта проводится с использованием метода анализа чувствительности ЧДД проекта к изменению основных значимых факторов (параметров) проекта – цены топлива и капитальных вложений. Результаты анализа чувствительности сведём в таблицы 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4 – Анализ чувствительности в зависимости от цены топлива

Показатель	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Цена топлива	640	690	740	790	840	890	940

Окончание таблицы 1.4

Показатель	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Себестоимость электроэнергии	1,02	1,05	1,07	1,09	1,11	1,14	1,16
Себестоимость тепловой энергии	342,31	354,64	366,94	391,5	403,62	416,62	425,80
Доход	4205,42	4088,96	3972,50	3856,81	3739,58	3623,12	3506,66
ЧДД	1619,09	1574,25	1529,41	1484,87	1439,74	1394,90	1350,06
ЧДД нараста-ющим итогом	2327,17	1611,88	896,58	186,02	-534,02	-1249,31	-1964,61
ΔЧДД	2141,16	1425,86	710,56	0,00	-710,56	-1425,86	-2141,16
ΔЧДД%	1151,05	766,52	381,99	0,00	-381,99	-766,52	-1151,05

Таблица 1.5 – Анализ чувствительности в зависимости величины капитальных вложений

Показатель	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	14935,61	17285,86	19636,11	24241,2	24336,61	26686,86	29037,11
Себестоимость электроэнергии	0,84	0,93	1,01	1,09	1,17	1,26	1,34
Себестоимость тепловой энергии	305,36	330,00	354,61	391	403,76	428,31	452,84
Доход	4386,26	4209,52	4032,78	3856,81	3679,30	3502,56	3325,82
ЧДД	1688,71	1620,66	1552,62	1484,87	1416,53	1348,49	1280,44
ЧДД нараста-ющим итогом	10488,62	7052,84	3617,06	186,02	-3254,50	-6690,28	-10126,06
ΔЧДД	10302,61	6866,83	3431,04	0,00	-3431,04	-6866,83	-10302,61
ΔЧДД%	5538,53	3691,50	1844,48	0,00	-1844,48	-3691,50	-5538,53

На рисунке 1.1 представлен график чувствительности показателя ЧДД в зависимости от цены топлива и величины капитальных вложений.

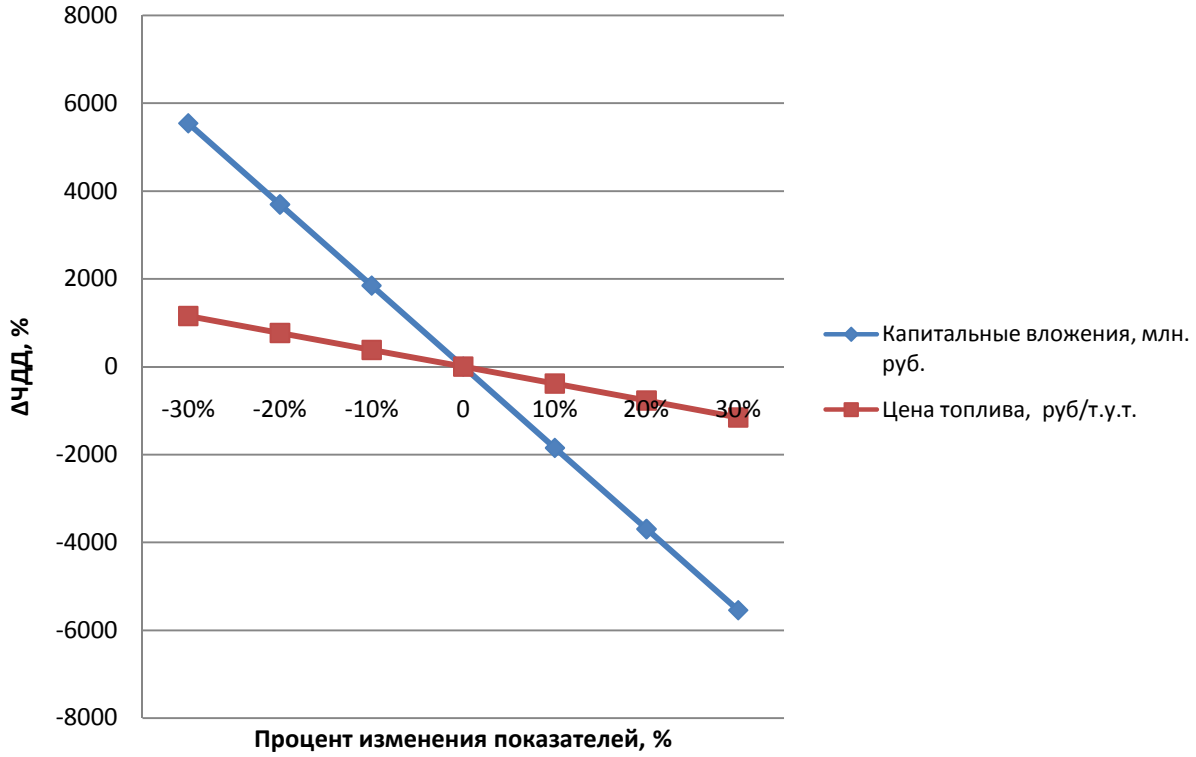


Рисунок 1.1 – График чувствительности

Таким образом, можно сделать вывод что, показатель ЧДД чрезвычайно чувствителен к изменению цены на топливо, и величины капитальных вложений, причём более чувствителен к изменению величины капитальных вложений. Риск проекта характеризуется как очень высокий.

2 Расчёт тепловой схемы блока Т-250/300-240

2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Принципиальная тепловая схема турбины Т-250/300-240-3 приведена на рисунке 2.1. Как видно из тепловой схемы, отпуск тепла осуществляется следующим образом: пар из двух теплофикационных регулируемых отборов подается на две сетевые подогревательные установки включенные последовательно. Горячая вода на отопление подогревается в сетевых подогревателях и пиковом водогрейном котле.

Регенеративная схема состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэратора и трех подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Из подогревателей низкого давления ПНД-4 – каскадный в ПНД-3, из которого дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата – точка смешения 1, из

ПНД-2 конденсат дренажным насосом в точку смешения 2, а из ПНД-1 слив конденсата каскадный в точку смешения 4 за конденсатором.

Основные параметры турбины следующие [7]:

Таблица 2.1 – Основные параметры Т-250/300-240

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Электрическая мощность номинальная, МВт	$W_э$	250
Начальное давление острого пара, МПа	P_0	23,5
Начальная температура острого пара, ^oC	t_0	540
Тепловая мощность отопительных отборов, МВт	$Q^{баз}_{от}$	406,0
Конечное давление, МПа	$P_к$	0,0058
Число отборов пара на регенерацию		9

Давление в отборах:

$P_1 = 5{,}62$ МПа;

$P_2 = 4{,}06$ МПа;

$P_3 = 2{,}05$ МПа;

$P_4 = 1{,}72$ МПа;

$P_5 = 0{,}544$ МПа;

$P_6 = 0{,}395$ МПа;

$P_7 = 0{,}59$-$0{,}196$ МПа;

$P_8 = 0{,}49$-$0{,}147$ МПа;

$P_9 = 0{,}027$ МПа.

Расчетные значения внутреннего относительного КПД по цилиндрам:

$$\eta_{oi}^{цвд} = 85,2\%;\ \eta_{oi}^{цсд} = 90,1\%;\ \eta_{oi}^{цнд} = 82,4\%.$$

КПД дросселирования в регулирующих клапанах цилиндров:

$$\eta_{др}^{цвд} = 96\%;\ \eta_{др}^{цсд} = 95\%;\ \eta_{др}^{цнд} = 97\%.$$

КПД транспорта $\eta_{тр} = 95\%$.

Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 98\%$.

КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то} = 98\%$.

Потери давления пара в пром.перегреве $\Delta Рпп = 9{,}5\%$.

Расход на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%$.

Расход на собственные нужды в котельном отделении $\alpha_{сн}^{ко} = 1,2\%$.

Внутристанционные потери конденсата $\alpha_{ут} = 1,1\%$.

Недогрев воды в подогревателях высокого давления $\theta_{пвд} = 2^0 C$.

Недогрев воды в подогревателях низкого давления $\theta_{пнд} = 4^0 C$.

Недогрев воды в сетевых подогревателях $\theta_{сп} = 5^0 C$.

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 15^{\circ} C$.

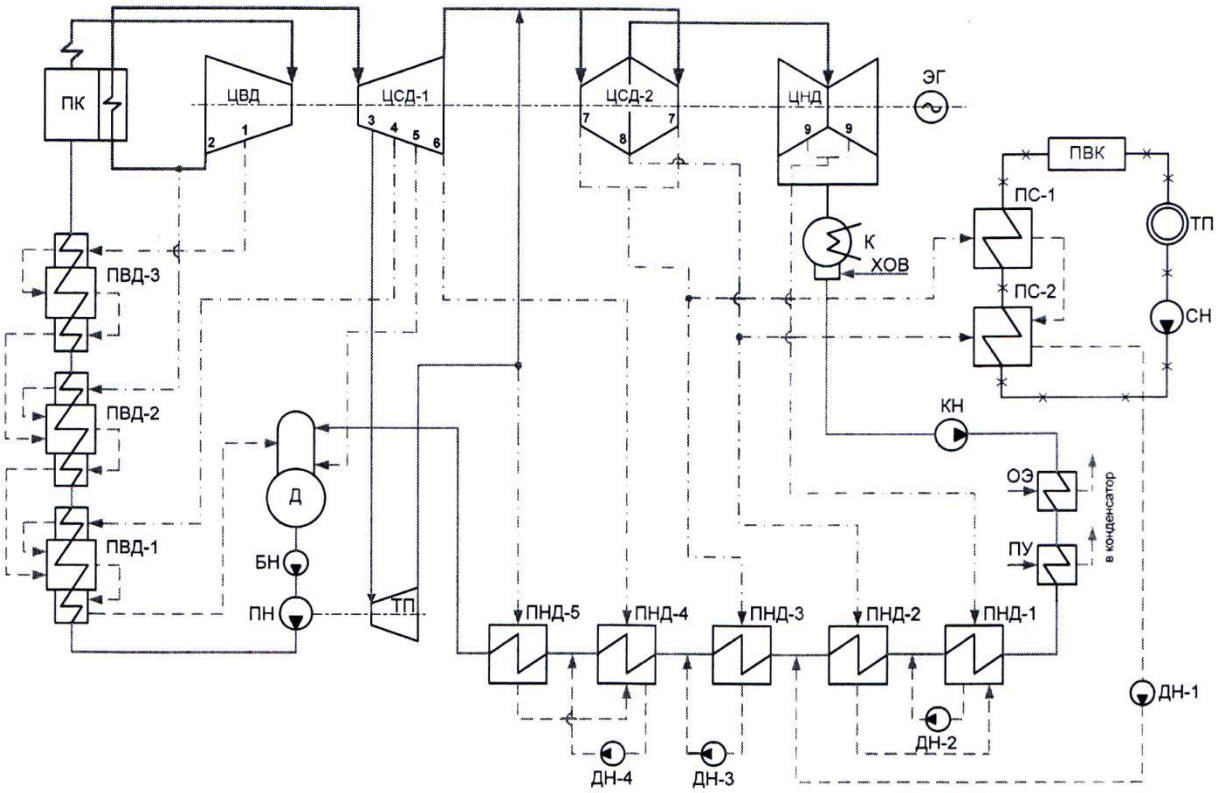


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-250/300-240-3

2.2 Расчёт установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.2.

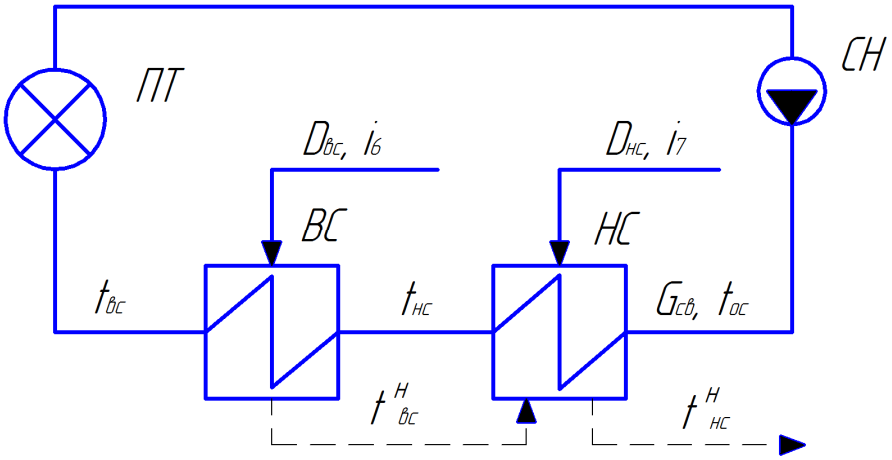


Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с,

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{баз}}{(t_{пс} - t_{ос})C_{в}} \qquad (2.1)$$

где tпс, tос – температура прямой и обратной сетевой воды, соответственно,
Св – теплоёмкость сетевой воды,

$$G_{св} = \frac{406000}{(110-70)\cdot 4{,}186} = 2424{,}7$$

Температура сетевой воды за нижним сетевым подогревателем, ^{0}С,

$$t_{нс} = t_{ос} + \frac{t_{вс} - t_{ос}}{2} = 70 + \frac{110-70}{2} = 90{,}0 \qquad (2.2)$$

Температура конденсата пара из ПС-1 с учетом недогрева сетевой воды составляет, ^{0}С,

$$t^{н}_{вс} = t_{вс} + \vartheta = 110 + 5 = 115 \qquad (2.3)$$

Энтальпия насыщения конденсата пара ВСП [9] $\overline{t}^{н}_{вс} = 428{,}6$кДж / кг.

Из [9] находим, что давление в СП-1 $P'_{вс} = 0{,}169$МПа.

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в верхнем теплофикационном отборе составляет, МПа,

$$P_7 = \frac{P'_{вс}}{0{,}95} = \frac{0{,}169}{0{,}95} = 0{,}178 \qquad (2.4)$$

Температура конденсата пара НСП (СП-2) с учетом недогрева сетевой воды составляет, ^{0}С,

$$t^{н}_{нс} = t_{нс} + \vartheta = 90 + 5 = 95{,}0 \qquad (2.5)$$

Энтальпия насыщения конденсата пара ВСП [9] $\overline{t}^{н}_{вс} = 398{,}0$кДж / кг.

Из [9] находим, что давление в СП-1 $P'_{нс} = 0{,}085$МПа.

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в верхнем теплофикационном отборе составляет, МПа,

$$P_8 = \frac{P'_{нс}}{0{,}95} = \frac{0{,}085}{0{,}95} = 0{,}089 \qquad (2.6)$$

2.3 Построение процесса расширения пара в I-S диаграмме

Процесс расширения представлен на рисунке 2.3.

Процесс построен с учетом потерь давления в регулирующих органах в соответствии с начальными и конечными параметрами пара, а так же по известным давлениям в отборах.

С учётом дросселирования пара в регулирующих клапанах органов ЦВД давление пара на входе в проточную часть, МПа, составляет:

$$P'_0 = \eta_{др}^{ЦВД} \cdot P_0 \qquad (2.7)$$

где P_0 – начальное давление пара перед турбиной, МПа;

$\eta_{др}^{ЦВД}$ – КПД дросселирования ЦВД

$$P'_0 = 0{,}96 \cdot 23{,}5 = 22{,}56$$

Потери давления в газовом промежуточном пароперегревателе, МПа

$$P'_{пп} = \left(1 - \Delta P_{пп}\right) \cdot P_{пп} \qquad (2.8)$$

где Рпп – давление после цилиндра высокого давления, МПа;

ΔРпп – потери давления в промперегреве;

$$P'_{пп} = \left(1 - 0{,}095\right) \cdot 4{,}06 = 3{,}67$$

При действительном процессе расширения энтальпию пара в отборах турбины, кДж/кг, можно определить как:

$$i_1 = i_0 - \left(i_0 - i_1'\right) \cdot \eta_{oi}^{цвд} \quad (2.9)$$

$$i_2 = i_0 - \left(i_0 - i_2'\right) \cdot \eta_{oi}^{цвд} \quad (2.10)$$

где i0 = 3336,2 кДж/кг – энтальпия острого пара;

i'1 = 2956,5 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения первого отбора,

i'2 = 2883,2 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения ЦВД

$\eta_{0i}^{ЦВД}$ = 0,852 – внутренний относительный КПД цилиндра высокого давления.

$$i_1 = 3336,2 - \left(3336,2 - 2956,5\right) \cdot 0,852 = 3012,7$$

$$i_2 = 3336,2 - \left(3336,2 - 2883,2\right) \cdot 0,852 = 2950,2$$

Давление перед ЦСД-1, МПа, с учетом потери давления от дросселирования пара в регулирующих органах,

$$P_{пп}'' = P_{пп}' \cdot \eta_{др}^{цсд} = 3,67 \cdot 0,95 = 3,49 \quad (2.11)$$

При действительном процессе расширения энтальпию пара в отборах турбины, кДж/кг, можно определить как:

$$i_{цсд\text{-}2} = i_{цсд\text{-}1} - \left(i_{цсд\text{-}1} - i_{цсд\text{-}2}'\right)\eta_{oi}^{цсд} \quad (2.12)$$

$$i_3 = i_{цсд\text{-}1} - \left(i_{цсд\text{-}1} - i_3'\right) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \quad (2.13)$$

$$i_4 = i_{цсд\text{-}1} - \left(i_{цсд\text{-}1} - i_4'\right) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \quad (2.14)$$

$$i_5 = i_{цсд\text{-}1} - \left(i_{цсд\text{-}1} - i_5'\right) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \quad (2.15)$$

где iцсд-1 = 3542,3 кДж/кг – энтальпия пара перед первым цилиндром среднего давления;

i’цсд-2 = 2907,9 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед вторым цилиндром среднего давления,

i’3 = 3424,2 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед третьим отбором;

i’4 = 3301,5 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед четвёртым отбором;

i’5 = 3134,1 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед пятым отбором;

$\eta_{0i}^{ЦСД}$ = 0,901 – внутренний относительный КПД цилиндра среднего давления.

$$i_{цсд\text{-}2} = 3542,3 - (3542,3 - 2907,9) \cdot 0,901 = 2970,7;$$

$$i_3 = 3542,3 - (3542,3 - 3424,2) \cdot 0,901 = 3435,9;$$

$$i_4 = 3542,3 - (3542,3 - 3301,5) \cdot 0,901 = 3325,3;$$

$$i_5 = 3542,3 - (3542,3 - 3134,1) \cdot 0,901 = 3174,5;$$

Потери давления в перепускных трубах из корпуса ЦСД-1 в ЦСД-2:

$$P'_{цсд2} = (1 - \Delta P_{пер}) \cdot P_{цсд2} \qquad (2.16)$$

где Рцсд2 – давление после первого цилиндра среднего давления, МПа;

ΔРпп – потери давления в перепускных трубах;

$$P'_{цсд2} = (1 - 0,015) \cdot 0,544 = 0,536$$

При действительном процессе расширения энтальпию пара в отборах турбины, кДж/кг, можно определить как:

$$i_{цнд} = i_{цсд\text{-}2} - (i_{цсд\text{-}2} - i'_{цнд}) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \qquad (2.17)$$

$$i_7 = i_{цсд\text{-}2} - (i_{цсд\text{-}2} - i'_7) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \qquad (2.18)$$

где iцсд-2 = 2970,7 кДж/кг – энтальпия пара перед вторым цилиндром среднего давления;

i’цнд = 2618,6 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед цилиндром низкого давления,

i’7 = 2738,1 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед седьмым отбором;

$\eta_{0i}^{ЦСД}$ = 0,901 – внутренний относительный КПД цилиндра среднего давления.

$$i_{цнд} = 2970,7 - (2970,7 - 2618,6) \cdot 0,901 = 2653,4;$$

$$i_7 = 2970,7 - (2970,7 - 2738,1) \cdot 0,901 = 2761,2;$$

С учетом дросселирования пара в ЦНД, МПа:

$$P'_{цнд} = P_{цнд} \cdot \eta_{др}^{цнд} \qquad (2.19)$$

где Рцнд – давление перед цилиндром низкого давления, МПа;

$\eta_{др}^{цнд}$ – КПД дросселирования в регулирующих клапанах цилиндра низкого давления

$$P'_{цнд} = 0,089 \cdot 0,97 = 0,086.$$

При действительном процессе расширения энтальпию пара в отборах турбины, кДж/кг, можно определить как:

$$i_9 = i_{цнд} - (i_{цнд} - i'_9) \cdot \eta_{oi}^{цнд} \qquad (2.20)$$

$$i_к = i_{цнд} - (i_{цнд} - i'_к) \cdot \eta_{oi}^{цнд} \qquad (2.21)$$

где iцнд = 2653,4 кДж/кг – энтальпия пара перед цилиндром низкого давления;

i’$_9$ = 2472,7 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед девятым отбором;

i’$_к$ = 2265,5 кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса перед конденсатором;

$\eta_{0i}^{ЦНД}$ = 0,924 – внутренний относительный КПД цилиндра низкого давления.

$$i_9 = 2653,4 - (2653,4 - 2472,7) \cdot 0,824 = 2504,5;$$

$$i_к = 2653,4 - (2653,4 - 2265,5) \cdot 0,824 = 2333,7;$$

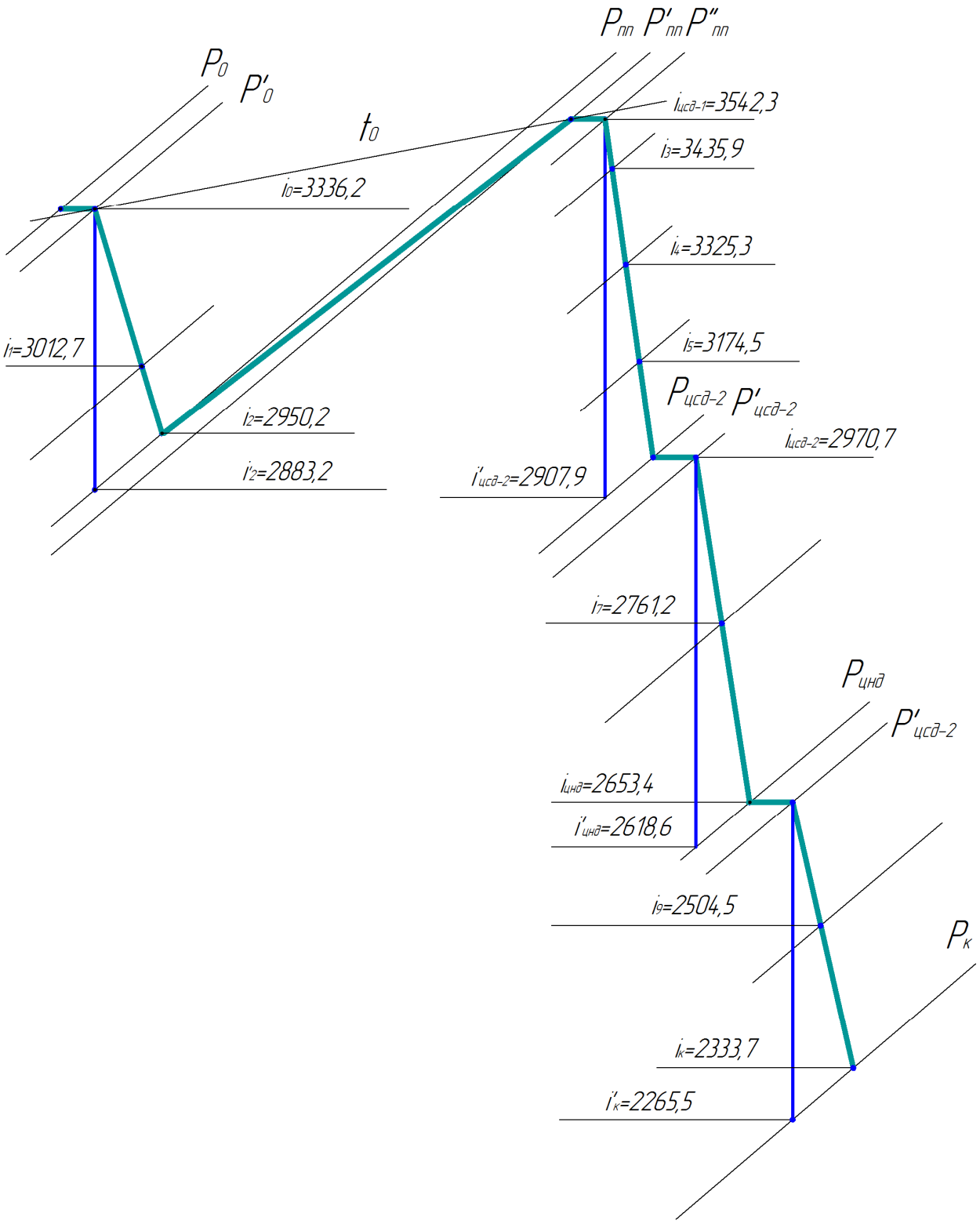


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине Т-250/300-240-3

2.4 Определение параметров по элементам схемы

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

С учетом потери давления по тракту от турбины до подогревателя, давление в ПВД-3 составляет, МПа,

$$P_{пвд3} = 5,62 \cdot 0,95 = 5,339 \quad (2.22)$$

Температура конденсата греющего пара, 0С[9],

$$t_н = 268,1$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг [9],

$$\overline{t}_к = 1175,3$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева, ^{0}С,

$$t_в = t_н - \Theta_{ПВД} = 268,1 - 2 = 266,1 \quad (2.23)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг,

$$\overline{t}_{пв} = t_{пв} \cdot C_в = 266,1 \cdot 4,186 = 1113,9 \quad (2.24)$$

где $C_в$ – теплоёмкость воды, кДж/(кг ^{0}С)

Энтальпия греющего пара (по h-S диаграмме) $i_1 = 3012.7$ кДж/кг.

Использованный теплоперепад до первого отбора, кДж/кг,

$$h_1 = i_0 - i_{отб} = 3336,2 - 3012,7 = 323,5 \quad (2.25)$$

где $i_0 = 3336,2$ кДж/кг – начальная энтальпия пара.

Аналогично рассчитываем параметры по другим элементам схемы. Результаты расчёта сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры основных элементов схемы

Наименова-ние величины	ПВД 3	ПВД 2	Турбопривод	ПВД 1	Деаэратор	ПНД 5	ПНД 4	ПНД 3	ПНД 2	ПНД 1	Конденсатор	ПС-1	ПС-2
Давление пара в отборе, МПа	5,62	4,06	2,50	1,72	0,976	0,544	0,395	0,178	0,089	0,027	0,0058	0,178	0,089
Давление пара перед подогревате-лем, МПа	5,339	3,857	2,375	1,634	0,7	0,517	0,375	0,169	0,085	0,026	0,0058	0,169	0,085
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	3012,7	2950,2	3435,9	3325,3	3174,5	3003,4	2970,7	2761,2	2653,4	2504,5	2333,7	2761,2	2653,4
Температура насыщения пара, ^{0}C	268,1	248,2	–	202,4	165,0	153,1	141,3	115,0	95,0	65,8	35,5	115,0	95,0
Энтальпия конденсата пара, кДж/кг	1175,3	1077,0	–	863,2	697,1	645,7	594,8	482,6	398,0	275,6	148,9	482,6	398,0
Температура воды за подогревате-лем, ^{0}C	266,1	246,2	–	200,4	165,0	149,1	137,3	111,0	91,0	61,8	–	118,8	94,4
Энтальпия воды за подогревате-лем, кДж/кг	1113,9	1030,6	–	838,9	697,1	624,1	574,7	464,6	380,9	258,7	–	460,5	376,7
Использо-ванный теплопере-пад, кДж/кг	323,5	386,0	492,4	603,0	753,8	–	957,6	1167,1	1274,9	1423,8	1594,7	1167,1	1274,9

2.5 Определение расходов пара на сетевые подогреватели

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса), кг/с

$$D_{вс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{вс} \cdot C_в}{\left(i_7 - \overline{i}_{вс}^{н}\right) \cdot \eta_п}, \qquad (2.26)$$

где $\Delta t_{вс} = t_{вс} - t_{нс} = 110,0 - 90,0 = 20,0$ 0С – разница температур «вход – выход» верхнего сетевого подогревателя

$$D_{вс} = \frac{2424,7 \cdot 20,0 \cdot 4,186}{(2761,2 - 482,6) \cdot 0,98} = 90,91$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса), кг/с

$$D_{нс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{нс} \cdot C_в - D_{вс}\left(\overline{i}_{вс}^{н} - \overline{i}_{нс}^{н}\right)\eta_н}{\left(i_{цнд} - \overline{i}_{нс}^{н}\right) \cdot \eta_н}, \qquad (2.27)$$

где $\Delta t_{нс} = t_{нс} - t_{ос} = 90,0 - 70 = 20,0$ 0С – разница температур «вход – выход» нижнего сетевого подогревателя

$$D_{нс} = \frac{2424,7 \cdot 20,0 \cdot 4,186 - 90,91 \cdot (482,6 - 398,0) \cdot 0,98}{(2653,4 - 398,0) \cdot 0,98} = 88,43$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт,

$$Q_{вс} = G_{св} \cdot \left(t_{вс} - t_{нс}\right) \cdot C_в = 2424,7 \cdot (110,0 - 90,0) \cdot 4,186 = 202996 \qquad (2.28)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт,

$$Q_{нс} = G_{св} \cdot \left(t_{нс} - t_{ос}\right) \cdot C_в = 2424,7 \cdot (90,0 - 70,0) \cdot 4,186 = 202996 \qquad (2.29)$$

2.6 Определение расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:
Для верхнего,

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_к}{H_i} \qquad (2.30)$$

где $i_{вс}$ – энтальпия пара в отборе на верхний сетевой подогреватель, кДж/кг;
$i_к$ – конечная энтальпия пара, кДж/кг;

H_i – теплоперепад, перерабатываемый турбиной , кДж/кг.

$$H_i = i_0 - i_к + q_{пп} = 3336{,}2 - 2333{,}7 + 592{,}1 = 1594{,}6 \quad (2.31)$$

где $q_{пп}$ – теплота получаемая паром в промежуточном пароперегревателе, кДж/кг.

$$y_{вс} = \frac{2761{,}2 - 2333{,}7}{1594{,}6} = 0{,}268$$

Для нижнего,

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_к}{H_i} \quad (2.32)$$

где iнс – энтальпия пара в отборе на нижний сетевой подогреватель, кДж/кг.

$$y_{нс} = \frac{2653{,}4 - 2333{,}7}{1594{,}6} = 0{,}200$$

Принимаем коэффициент регенерации $К_{рег} = 1{,}145$. Расход пара на турбину:

$$D_т = К_{рег} \cdot \left(\frac{W_э}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) \quad (2.33)$$

где Wэ – электрическая мощность турбоагрегата, кВт;
Hi – теплоперепад, перерабатываемый турбиной , кДж/кг.
ηэм – электромеханический КПД турбоагрегата.

$$D_т = 1{,}145 \cdot \left(\frac{250000}{1594{,}6 \cdot 0{,}98} + 0{,}268 \cdot 90{,}91 + 0{,}200 \cdot 88{,}43 \right) = 231{,}32$$

2.7 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{эж} = 0{,}005 \cdot D_т = 0{,}005 \cdot 231{,}32 = 1{,}16 \quad (2.34)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с,

$$D_{упл} = 0,01 \cdot 231,32 = 2,31 \quad (2.35)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с,

$$D_{ут} = \frac{1,1}{100} \cdot 231,32 = 2,54 \quad 2.36)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с,

$$D_{сн} = \frac{1,2+1,2}{100} \cdot 231,32 = 5,55 \quad (2.37)$$

Расход перегретого пара, кг/с,

$$D_{пе} = 231,32 + 1,16 + 2,31 + 2,54 + 5,55 = 242,88 \quad (2.38)$$

Т.к. котёл прямоточный, то потерь с продувочной водой нет и расход перегретого пара равен расходу питательной воды, Dпе = Dпв.

2.8 Расчёт тепловой схемы

2.8.1 Расход пара на турбопривод

Давление пара у турбопривода 2,375 МПа (таблице 2.2),
Давление на выходе из турбопривода 0,544 МПа.
Энтальпия пара (таблице 2.2) 3435,9 кДж/кг:
Расход пара $D_{тп}$ на приводную турбину питательного насоса, кг/с, определяют из уравнения энергетического баланса:

$$D_{тп} = \frac{D_{пв} \cdot V_{ср} \cdot (P_{бн} - P_{в})}{H_i^{тп} \cdot \eta_н \cdot \eta_м^{тп}} \quad (2.39)$$

где Vср = 0,001108м^3/кг – средний удельный объём питательной воды,
Рбн = 34,3 МПа – давление воды за питательным насосом,
Рв = Рд = 0,7 МПа – давление воды перед питательным насосом,
$\eta_м^{тп}$ = 0,98 – механический КПД приводной турбины,
$\eta_н$ = 0,75 – КПД насоса [8],
Нітп = f(Р3; і3; Ркт) – теплоперепад пара в турбине турбоприводе, кДж/кг,
Нітп = f(2,375Мпа; 3435,9 кДж/кг; 0,544МПа) = 432,5

$$D_{mn} = \frac{247,8 \cdot 0,001108 \cdot (34,3 - 0,7) \cdot 10^3}{432,5 \cdot 0,75 \cdot 0,98} = 29,02$$

2.8.2 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 2.4.

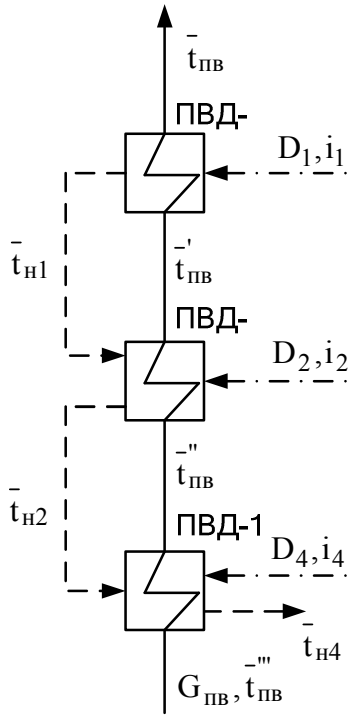


Рисунок 2.4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$D_1(i_1 - \bar{t}_{н1}) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}'_{пв}) \qquad (2.40)$$

где D1 – расход греющего пара на ПВД-3, кг/с;
i1 – энтальпия отборного пара на ПВД-3, кДж/кг;
hн1 – энтальпия конденсата отборного пара на ПВД-3, кДж/кг;
η – КПД теплообменного аппарата, доля;
Gпв – расход питательной воды, кг/с;
$\bar{t}$ пв – энтальпия питательной воды после ПВД-3, кДж/кг;
$\bar{t}$ ’пв – энтальпия питательной воды до ПВД-3, кДж/кг;
Расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}'_{пв})}{(i_1 - \bar{t}_{н1})\cdot\eta} = \frac{242,88\cdot(1113,9-1030,6)}{(3012,7-1175,3)\cdot 0,98} = 11,24$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$\left(D_2(i_2 - \bar{t}_{н2}) + D_1(\bar{t}_{н1} - \bar{t}_{н2})\right)\cdot\eta = G_{пв}(\bar{t}'_{пв} - \bar{t}''_{пв}) \qquad (2.41)$$

где D2 – расход греющего пара на ПВД-2, кг/с;
i2 – энтальпия отборного пара на ПВД-2, кДж/кг;
$\bar{t}$ н2 – энтальпия конденсата отборного пара на ПВД-2, кДж/кг;
$\bar{t}$ ’пв – энтальпия питательной воды после ПВД-2, кДж/кг;
$\bar{t}$ ”пв – энтальпия питательной воды до ПВД-2, кДж/кг;

Расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{пв}(\bar{t}'_{пв} - \bar{t}''_{пв}) - D_1(\bar{t}_{н1} - \bar{t}_{н2})\cdot\eta}{(i_2 - \bar{t}_{н2})\cdot\eta} =$$

$$= \frac{242,88(1030,6-838,9) - 11,24(1175,3-1077,0)\cdot 0,98}{(2950,2-1077,0)\cdot 0,98} = 24,77$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$\left(D_4(i_4 - \bar{t}_{н4}) + (D_2 + D_1)\cdot(\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н4})\right)\cdot\eta = G_{пв}(\bar{t}''_{пв} - \bar{t}'''_{пв}) \qquad (2.42)$$

где D4 – расход греющего пара на ПВД-1, кг/с;
i4 – энтальпия отборного пара на ПВД-1, кДж/кг;
$\bar{t}$ н4 – энтальпия конденсата отборного пара на ПВД-1, кДж/кг;
$\bar{t}$ ”пв – энтальпия питательной воды после ПВД-1, кДж/кг;
$\bar{t}$ ’’’пв – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-1 определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}'''_{пв} = \bar{t}_{пв} + \frac{\Delta P_{пн}\cdot V}{\eta_н} = 697,1 + \frac{(343-7)\cdot 10^5\cdot 0,001108}{0,75\cdot 10^3} = 746,7 \qquad (2.43)$$

где $\bar{t}$ д – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг;
$\Delta P_{пн}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа;

$V = 0{,}001108$ м3/кг – удельный объем питательной воды;

$\eta_н = 0{,}75$ – КПД питательного насоса.

Расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{пв}(\bar{t}''_{пв} - \bar{t}'''_{пн}) - (D_2 + D_1)\cdot(\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н4})\cdot\eta}{(i_4 - \bar{t}_{н4})\cdot\eta} =$$

$$= \frac{242{,}88\cdot(838{,}9 - 746{,}7) - (24{,}77 + 11{,}24)\cdot(1077{,}0 - 863{,}2)\cdot 0{,}98}{(3325{,}3 - 863{,}2)\cdot 0{,}98} = 6{,}15$$

2.8.3 Расчет деаэратора

Схема потоков воды и пара деаэратора представлена на рисунке 2.5.

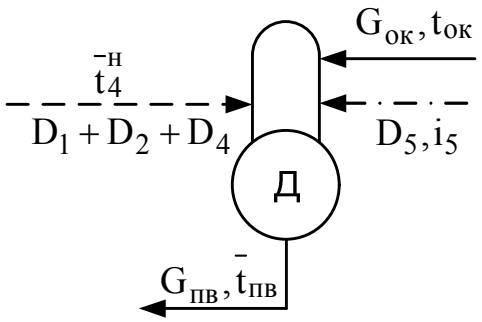


Рисунок 2.5 – Схема включения деаэратора

Материальный баланс деаэратора

$$D_5 + (D_1 + D_2 + D_4) + G_{ок} = G_{пв} \qquad (2.44)$$

Тепловой баланс деаэратора

$$D_5 \cdot i_5 + (D_1 + D_2 + D_4)\cdot \bar{t}_{н4} + G_{ок}\cdot h_{ок} = G_{пв}\cdot t_{пв} \qquad (2.45)$$

Подставим известные величины в уравнения,

$$D_5 + G_{ок} = 200{,}72$$
$$3174{,}5D_5 + 624{,}1G_{ок} = 132919{,}1$$

Решая эту систему, получим значения неизвестных расходов, кг/с:

$D_5 = 3{,}00$
$G_{ок} = 197{,}72$

2.8.4 Расчет регенеративной схемы ПНД

Схема включения ПНД представлена на рисунке 2.6.

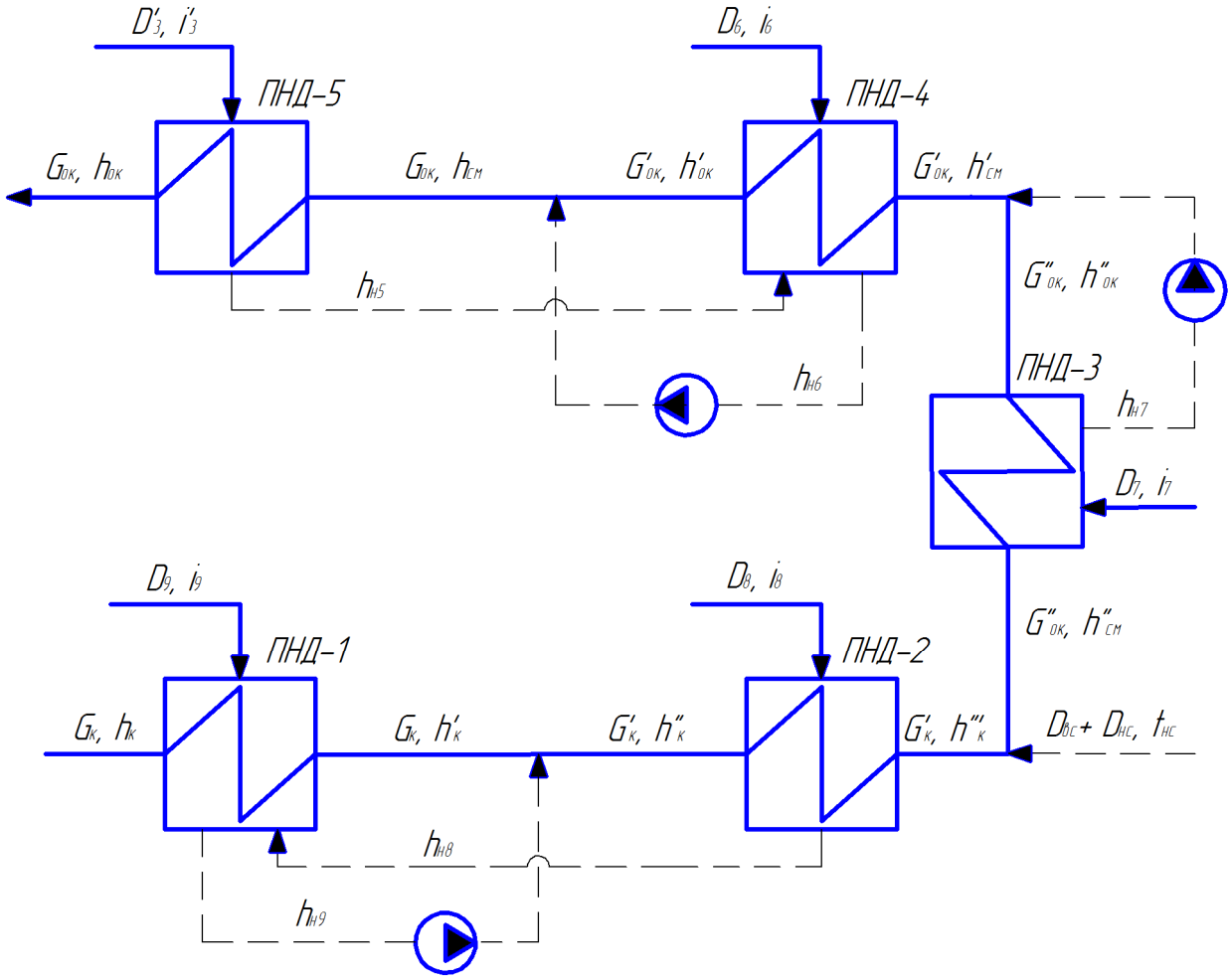


Рисунок 2.6 – Схема включения подогревателей низкого давления

Составляем уравнения теплового баланса для пяти теплообменных аппаратов поверхностного типа и уравнения теплового и материального баланса для четырёх точек смешения,

$$D_3^{'} \cdot \left(i_3^{'} - h_{н5} \right) \cdot \eta = G_{ок} \cdot \left(h_{ок} - h_{см} \right)$$

$$
\begin{aligned}
&G'_{ок} + \left(D_6 + D'_3\right) = G_{ок};\\
&G'_{ок} \cdot h'_{ок} + \left(D_6 + D'_3\right) \cdot h_{н6} = G_{ок} \cdot h_{см}.\\
&D_6 \cdot \left(i_6 - h_{н6}\right) \cdot \eta + D'_3 \cdot \left(h_{н5} - h_{н6}\right) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot \left(h'_{ок} - h'_{см}\right)\\
&G''_{ок} + D''_7 = G'_{ок};\\
&G''_{ок} \cdot h''_{ок} + D_7 \cdot h_{н7} = G'_{ок} \cdot h'_{см}\\
&D_7 \cdot \left(i_7 - h_{н7}\right) \cdot \eta = G''_{ок} \cdot \left(h''_{ок} - h''_{см}\right)\\
&G_к + \left(D_{вс} + D_{нс}\right) = G''_{ок};\\
&G_к \cdot h'''_к + \left(D_{вс} + D_{нс}\right) \cdot \overline{t}_{нс} = G''_{ок} \cdot h''_{см}.\\
&D_8 \cdot \left(i_8 - h_{н8}\right) \cdot \eta = G'_к \cdot \left(h'''_к - h''_к\right)\\
&G_к + D_8 + D_9 = G'_к\\
&G_к \cdot h'_к + \left(D_8 + D_9\right) \cdot h_{н9} = G'_к \cdot h''_к\\
&D_9 \cdot \left(i_9 - h_{н9}\right) \cdot \eta + D_8 \cdot \left(h_{н8} - h_{н9}\right) \cdot \eta = G_к \cdot \left(h'_к - h_к\right)
\end{aligned}
\qquad (2.46)
$$

Подставляем известные величины в систему уравнений (2.44),

$$
\begin{aligned}
&2310{,}5D'_3 = 123397{,}1 - 197{,}72h_{см}\\
&G'_{ок} + \left(D_6 + D'_3\right) = 197{,}72;\\
&594{,}8G'_{ок} + 594{,}8D_6 + 594{,}8D'_3 = 197{,}72h_{см}.\\
&2328{,}4D_6 + 49{,}9D'_3 = 574{,}7G'_{ок} - G'_{ок}h'_{см}\\
&G''_{ок} + D_7 = G'_{ок};\\
&464{,}6G''_{ок} + 482{,}6D_7 = G'_{ок} \cdot h'_{см}\\
&2233{,}0D_7 = 464{,}6G''_{ок} - G''_{ок}h''_{см}\\
&G'_к + 179{,}34 = G''_{ок};\\
&380{,}9G'_к + 71377{,}3 = G''_{ок} \cdot h''_{см}.\\
&2210{,}3D_8 = 380{,}9G'_к - G'_к h''_к\\
&G_к + D_8 + D_9 = G'_к\\
&258{,}7G_к + 275{,}6D_8 + 275{,}6D_9 = G'_к \cdot h''_к\\
&2184{,}3D_9 + 120{,}0D_8 = 47{,}3G_к
\end{aligned}
$$

Решая данную систему уравнений найдем:

$D'_3 = 1{,}51$ кг/с;

D_6 = 1,00 кг/с;
D_7 = 1,02 кг/с;
D_8 = 0,59 кг/с;
D_9 = 0,53 кг/с;
$G_к$ = 13,72 кг/с;

Расход пара в конденсатор, кг/с,

$$D_к = G_к - \left(D_{эж} + D_{ут} + D_{упл} + D_{сн}\right) \quad (2.47)$$

где Dэж – расход пара на эжектор, кг/с;
Dут – утечки пара и конденсата, кг/с;
Dупл – расход пара на уплотнение, кг/с;
Dэж – расход пара на собственные нужды, кг/с.

$$D_к = 13,72 - \left(1,15 + 2,31 + 2,54 + 5,55\right) = 2,17$$

Проверка материального баланса пара в турбине.

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_к = D_т - \left(D_1 + D_2 + D_4 + D_5 + D_3' + D_6 + D_{вс} + D_7 + D_{нс} + D_8 + D_9\right) = 231,32 - (11,24 + \\ + 24,77 + 6,15 + 3,00 + 1,51 + 1,00 + 90,91 + 1,02 + 88,43 + 0,59 + 0,53) = 2,17$$

Расхождение с найденным ранее значением составляет 0 кг/с.

Проверка по балансу мощности

$$W_э = \left(\sum_{i=1}^{n} D_i^{отб} \cdot H_i^{отб}\right) \cdot \eta_{эм} \quad (2.48)$$

где $D_i^{отб}$ - расход пара в i-тый отбор, кг/с,
$H_i^{отб}$ - использованный теплоперепад до i-того отбора, кДж/кг,

$$W_э = [11,24 \cdot 323,5 + 24,77 \cdot 386,0 + 29,02 \cdot 492,4 + 6,15 \cdot 603,0 + 3,00 \cdot 753,8 + 1,00 \cdot 957,6 + \\ + \left(1,02 + 90,91\right) \cdot 1167,1 + \left(0,59 + 88,43\right) \cdot 1274,9 + 0,53 \cdot 1423,8 + 2,17 \cdot 1594,7] \cdot 0,98 = 252008$$

Вычислим погрешность:

$$\delta = \left| \frac{W_э - W_э^р}{W_э} \right| \cdot 100\% \qquad (2.49)$$

где Wэ – номинальная мощность турбины, кВт,
Wрэ – расчётная мощность турбины, кВт,

$$\delta = \left| \frac{250000 - 252008}{250000} \right| \cdot 100\% = 0{,}8\%$$

Поскольку погрешность менее 2%, уточнения коэффициента регенерации не требуется.

В ходе расчёта было произведено значительное количество уточняющих пересчётов путём уточнения коэффициента регенерации согласно ниже представленной формуле.

$$K'_p = K_p \frac{W}{W_p} \qquad (2.50)$$

2.9 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт,

$$Qту = Dт(i0 – hпв) + Dпп(i”пп – i’пп) \qquad (2.51)$$

где Dпп = 195,31кг/с – доля пара идущего через промежуточный пароперегреватель.
i”пп – энтальпия пара после промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;
i’пп – энтальпия пара до промежуточного пароперегревателя, кДж/кг;

$$Qту = 231{,}32(3336{,}2 – 1113{,}9) + 195{,}31(3542{,}3 – 2950{,}2) = 629705{,}5$$

Затраченная теплота на верхний сетевой подогреватель, кВт,

$$Qвс = Dвс(iвс – \bar{t}^{н}_{вс}) \qquad (2.52)$$

где Dвс – расход пара на верхний сетевой подогреватель, кг/с;
iвс – энтальпия греющего пара на верхний сетевой подогреватель, кДж/кг;
$\bar{t}^{н}_{вс}$ – энтальпия конденсата после верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг;

$$Qвс = 90{,}91\ (2761{,}2 – 482{,}6) = 207147{,}5$$

Затраченная теплота на нижний сетевой подогреватель, кВт,

$$Q_{нс} = D_{нс}(i_{нс} - \bar{t}^{н}_{нс}) + D_{вс}(\bar{t}^{н}_{вс} - \bar{t}^{н}_{нс}) \quad (2.53)$$

где $D_{нс}$ – расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с;
$i_{нс}$ – энтальпия греющего пара на нижний сетевой подогреватель, кДж/кг;
$\bar{t}^{н}_{нс}$ – энтальпия конденсата после нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг;

$Q_{нс} = 88,43(2653,4 - 398,0) + 90,91(482,6 - 398,0) = 207136,0$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт,

$$Q_{тту} = Q_{вс} + Q_{нс} = 207147,5 + 207136,0 = 414283,5 \quad (2.54)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт,

$$Q_{туэ} = Q_{ту} - Q_{тту} = 629705,5 - 414283,5 = 215422,0 \quad (2.55)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт,

$$Q_{пе} = D_{пе}(i_{пе} - h_{пв}) + D_{пп}(i''_{пп} - i'_{пп}) \quad (2.56)$$

где $i_{пе}$ – энтальпия перегретого пара на выходе из котла, кДж/кг,
$i_{пе} = f(р_{пе}; t_{пе}) = f(25\ МПа; 545\ 0С) = 3323,0$

$Q_{пе} = 242,88(3323,0 - 1113,9) + 195,31(3542,3 - 2950,2) = 652189,3$

Полный расход условного топлива, кг/с,

$$B = \frac{Q_{пе}}{Q^{н}_{р} \cdot \eta_{п}} \quad (2.57)$$

где $Q^{н}_{р} = 29310$ кДж/кг[14] – низшая теплота сгорания условного топлива,
$\eta_{п}$ – КПД парогенератора[13],

$$B = \frac{652189,3}{29310 \cdot 0,892} = 24,96$$

Найдём коэффициент ценности тепла для верхнего подогревателя,

$$\xi_{вс} = \frac{i_{вс} - i_к}{i_0 - i_к + \Delta i_{пп}} \left(1 + K \frac{i_0 + \Delta i_{пп} - i_{вс}}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к} \right) \tag{2.58}$$

где $i^{вс}$ – энтальпия пара на верхний сетевой подогреватель, кДж/кг;

$i^к$ – конечная энтальпия пара, кДж/кг;

i^0 – начальная энтальпия пара, кДж/кг;

К = 0,42 – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, принимаем по таблице 2.4., [8],

Δiпп = i”пп – i’пп = 3542,3 – 2950,2 = 592,1 – разность энтальпий на входе и выходе из пром.перегревателя.

$$\xi_{вс} = \frac{2761,2 - 2333,7}{3336,2 - 2333,7 + 592,1} \left(1 + 0,42 \frac{3336,2 + 592,1 - 2761,2}{3336,2 + 592,1 - 2333,7} \right) = 0,3505$$

Для нижнего подогревателя:

$$\xi_{нс} = \frac{i_{нс} - i_к}{i_0 - i_к + \Delta i_{пп}} \left(1 + K \frac{i_0 + \Delta i_{пп} - i_{нс}}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к} \right) \tag{2.59}$$

где $i_{нс}$ – энтальпия пара на нижний сетевой подогреватель, кДж/кг;

$i_к$ – конечная энтальпия пара, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия пара, кДж/кг;

$$\xi_{вс} = \frac{2653,4 - 2333,7}{3336,2 - 2333,7 + 592,1} \left(1 + 0,42 \frac{3336,2 + 592,1 - 2653,4}{3336,2 + 592,1 - 2333,7} \right) = 0,2678$$

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

$$\Delta Q^э_{отб} = \left[Q_{вс} \left(1 - \xi_{вс} \right) + Q_{нс} \left(1 - \xi_{нс} \right) \right] \frac{Q^{отб}_т}{Q^т_{ту}} \tag{2.60}$$

$$\Delta Q^э_{отб} = \left[207147,5 \left(1 - 0,3505 \right) + 207136,0 \left(1 - 0,2678 \right) \right] \cdot 1 = 286207,3$$

Находим коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими блоками на производство электроэнергии,

$$К_э = \frac{Q^э_{ту} + \Delta Q^э_{отб} + Q^{сн}_{ту}}{Q^э_{ту} + \Delta Q^э_{отб} + Q^{сн}_{ту} + Q_{от}} \quad (2.61)$$

где $Q^{сн}_{ту} = 0,05 \cdot Q_{ту} = 0,05 \cdot 629705,5 = 31485,3$ кВт – расход тепла на собственные нужды турбоагрегата.

$$К_э = \frac{215422,0 + 286207,3 + 31485,3}{215422,0 + 286207,3 + 31485,3 + 414283,5} = 0,5627$$

Принимая мощность собственных нужд блока 8% [3], отпущенная мощность составляет, кВт,

$$W_{отп} = W_э - есн W_э = 250000 - 0,08 \cdot 250000 = 230000 \quad (2.62)$$

Мощность собственных нужд, затраченных только на производство электроэнергии, кВт,

$$W^{сн}_{ээ} = e^{сн}_{ээ} W_э \quad (2.63)$$

где $e^{сн}_{ээ} = 0,05$ – доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии [8]

$$W^{сн}_{ээ} = 0,05 \cdot 250000 = 12500$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с,

$$B_э = B \cdot К_э \frac{W_{отп}}{W_э - W^{сн}_{ээ}} = 24,96 \cdot 0,5627 \frac{230000}{250000 - 12500} = 13,60 \quad (2.64)$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с,

$$B_т = B - B_э = 24,96 - 13,60 = 11,36 \quad (2.65)$$

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

$$b_э = \frac{B_э}{W_{отп}} \cdot 3600 = \frac{13,60}{230000} \cdot 3600 = 0,213 \quad (2.66)$$

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

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{от}^{отб}} \cdot 10^6 = \frac{11,36}{406000} \cdot 10^6 = 27,98 \qquad (2.67)$$

Для сравнения также был проведён расчёт тепловой схемы и производственных показателей блока Т-180/210-130. Расчёты показали экономическое превосходство блока Т-250/300-240 над блоком Т-180/210-130 в части удельных расходов топлива на выработку тепла и выработку электроэнергии. Данные расчётов сведём в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Сводная таблица экономических показателей

Наименование показателя	Т-180/210-130	Т-250/300-240
Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж,	30,48	27,98
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч)	0,264	0,213

2.10 Выбор и описание основного и вспомогательного оборудования

По полученным результатам расчета тепловой схемы блока Т-250/300-240 произведен выбор основного и вспомогательного оборудования станции.

К основному оборудованию относятся:

1) Турбоагрегат Т-250/300-240 с частотой вращения n=50 с-1.

Номинальная мощность Рэ=250 МВт. Максимальная мощность при конденсационном режиме Рэ=300 МВт. Номинальный расход пара через турбину D=874 т/ч. Турбина имеет двухступенчатый отопительный отбор. Давление пара в верхнем отборе составляет 59-196 кПа, а в нижнем 49-147кПа. Номинальная тепловая нагрузка 1380 кДж/ч. Максимальная температура подогрева сетевой воды tсв=120 ^{0}С. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов для регенеративного подогрева питательной воды. Турбина имеет четыре цилиндра: ЦВД, ЦСД-1, ЦСД-2, ЦНД. Работает совместно с генератором ТВВ-320-2У3 с возбудителем ВГТ-4500-500у3, подвозбудителем и газоохладителями.

2) Котлоагрегат марки Пп-1000-24-545 КТ.

Котлоагрегат выбран в соответствии с расчетом тепловой схемы по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом собственных нужд и запасом до 3%. Котлоагрегат марки Пп-1000-24-545 КТ представляет собой прямоточный паровой котел на сверхкритические параметры пара, с одним промперегревом, однокорпусный, П–образной компоновки поверхностей нагрева, газоплотный, с уравновешенной тягой, с твердым шлакоудалением. Тракты острого пара сверхкритического давления и пара промежуточного перегрева

состоят из двух самостоятельно регулируемых потоков. Регулирование температуры первичного пара осуществляется впрысками питательной воды в тракт. Регулирование температуры вторичного пара осуществляется впрыском от промступени питательного насоса. Газоплотность котла обеспечивается цельносварными экранами. Котел допускает работу при снижении температуры питательной воды до 165˚С (без ПВД) с сохранением номинальной тепловой мощности блока.

К вспомогательному оборудованию относятся:

1) Питательные насосы.

На блоке устанавливаем один питательный турбонасос, который обеспечивает работы блока при 100% нагрузки и дополнительный пуско-резервный на 50% нагрузки.

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

Принимаем к установке питательный насос ПТН-1100-350.

Технические характеристики:

а) производительность - 1100 $м^3$/ч;

б) напор - 3500 м.в.ст.

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

Технические характеристики:

а) производительность - 600 $м^3$/ч;

б) напор - 320 м.в.ст.;

в) число оборотов в минуту – 3000.

Приводом электронасоса служит электродвигатель типа АВ-8000/6000.

2) Бустерные насосы.

Для предотвращения кавитации питательного насоса и для повышения надежности его работы устанавливаются три бустерных насоса типа 12 ПД-8.

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 650 $м^3$/ч;

б) напор - 258 м.в.ст.;

в) частота вращения - 2975 об/мин.

Приводом служит электродвигатель 2А3М - 600/800.

3) Конденсатные насосы.

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

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 500 $м^3$/ч;

б) напор - 85 м.в.ст.;

в) частота вращения - 980 об/мин.

Приводом электронасоса служит электродвигатель А0104-611-32.

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

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 500 $м^3$/ч.;

б) напор - 220 м.в.ст.;

в) частота вращения - 1480 об/мин.

Приводом электронасоса служит электродвигатель типа АВ-114-4.

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

Технические характеристики:

а) номинальная производительность - 320 $м^3$/ч.;

б) напор - 160 м.в.ст.;

в) частота вращения - 1500 об/мин.

Приводом электронасоса служит электродвигатель типа АВ-113-4.

4) Конденсатор.

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

Технические характеристики:

а) поверхность охлаждения - 14000 $м^3$.;

б) число ходов - 2.;

в) расход охлаждающей воды - 14000 $м^3$÷22000 $м^3$/ч.;

г) количество трубок:

-основной пучек - 14232 шт.

-второстепенный - 4382 шт.

5) Циркуляционные насосы.

На блок устанавливаем по два насоса с 50% производительностью, исходя из максимального расхода пара в конденсатор и кратности охлаждения. Кратность охлаждения принимаем равной 50.

В качестве циркуляционных насосов устанавливаем насосы типа ОВ(ОПВ)-2-110.

Технические характеристики:

а) производительность - 18000 $м^3$/ч.;

б) напор - 20 м.в.ст.;

в) частота вращения - 485 об/мин.;

г) мощность электродвигателя - 1000 кВт.

6) Регенеративная установка.

Регенеративная установка включает в себя холодильники основных эжекторов, эжектора уплотнений, сальниковый подогреватель, пять подогревателей низкого давления, деаэратор 7 ата, три подогревателя низкого давления.

Данные технических характеристик регенеративных подогревателей сведём в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Технические характеристики регенеративных подогревателей

Наименование	тип	Поверхность охлаждения, $м^2$	Расход воды, $м^3/ч$	Сопротив-ление, м.в.ст.
ПНД – 1	ПН – 400 – 26 – 2 – 2	400	750	4,5
ПНД – 2	ПН – 400 – 26 – 2 – 2	400	750	4,5
ПНД – 3	ПН – 400 – 26 – 2 – 2	400	750	4,5
ПНД – 4	ПН – 400 – 26 – 2 – 2	400	750	4,5
ПНД – 5	ПН – 400 – 26 – 2 – 2	400	750	4,5
ПВД – 6	ПВ – 900 – 380 – 18	900	950	14,0
ПВД – 7	ПВ – 1200 – 380 – 42	1200	950	17,7
ПВД – 8	ПВ – 900 – 380 – 66	900	950	14,0

7) Сливные насосы.

Сливные насосы откачивают конденсат греющего пара ПНД-4 и ПНД-2 в линию основного конденсата. Устанавливаем три насоса (два для ПНД-4 и один для ПНД-2) типа КС-80-155 с электродвигателем АО2-91-2 мощностью 75 кВт.

Технические характеристики:

а) производительность - 80 $м^3/ч$.;

б) напор - 155 м.в.ст.

8) Деаэратор питательной воды.

В соответствии с расчетом тепловой схемы принимаем к установке один деаэратор питательной воды с деаэрационной головкой типа ДСП-1000.

Технические характеристики:

а) Производительность - 1000 $м^3/ч$.;

б) Рабочее давление - 7 ата.

С колонкой устанавливается бак с рабочей емкостью V = 100 $м^3$, который обеспечивает шестиминутный запас деаэрированной питательной воды при работе с максимальной нагрузкой.

9) Теплофикационная установка.

Теплофикационная установка состоит из двух основных подогревателей типа ПСГ-5000-2,5-1 (1 ступень), ПСГ-5000-3,5-1 (2 ступень); из двух пиковых водогрейных котлов для дальнейшего подогрева сетевой воды; сетевых и конденсатных насосов.

Сетевые подогреватели представляют собой горизонтальные тепло-обменники с поверхностью нагрева - 5000 $м^3$.

ПСГ-1 работает на паре турбины в интервале 0,5-1,5 ата. ПСГ-2 работает на паре турбины в интервале 0,6-2,0 ата.

Конденсат греющего пара ПСГ откачивается конденсатными насосами в линию основного конденсата.

10) Сетевые насосы.

Максимальный расход сетевой воды на блок равен 5400 м^3/ч. Исходя из этого в качестве сетевых насосов 1 ступени принимаем к установке два насоса типа СЭ-5000-70 с электродвигателем ДН-30-2-16.

Технические характеристики:

а) производительность - 5000 м^3/ч.;

б) напор - 70 м.в.ст.;

в) мощность электродвигателя - 1250 кВт.;

г) число оборотов - 1480 об/мин.

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

Технические характеристики:

а) производительность - 5000 м^3/ч.;

б) напор - 160 м.в.ст.;

в) мощность электродвигателя - 2500 кВт.;

г) число оборотов - 2950 об/мин.

11) Маслосистема турбогенератора.

Маслосистема ТГ предназначена для обеспечения смазки маслом подшипников в турбине. Маслосистема имеет масляный бак, емкостью 51 м^3, три маслоохладителя типа 2-240, группу насосов переменного и постоянного токов.

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

Технические характеристики:

а) производительность - 400 м^3/ч.;

б) напор - 320 м.в.ст.;

в) мощность электродвигателя - 100кВт.

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

Технические характеристики:

а) производительность - 216 м^3/ч.;

б) напор - 28 м.в.ст.;

в) мощность электродвигателя - 40 кВт.

12) Система регулирования турбины.

Турбина Т-250/300-240 снабжена гидравлической системой регулирования. Рабочей жидкостью с целью пожарной безопасности служит конденсат, подаваемый с Р = 20-24 ата специальными насосами регулирования по замкнутому контуру или от конденсатных насосов турбины. Система регулирования включает в себя: насос системы регулирования типа РМС-7-215 в кол-ве 4 шт., бак системы регулирования.

Технические характеристики:

а) производительность - 175 м^3/ч.;

б) напор - 215м.в.ст.;

в) мощность электродвигателя - 160 кВт.

13) Тягодутьевые установки котлоагрегата.

Производительность дымососа должна превышать расход газов из котлоагрегата на 10% при полной нагрузке котла.

Производительность одного дымососа:

Принимаем к установке дымосос ДОД-31,5.

Технические данные дымососа:

а) производительность – 890·103 $м^3$/ч.;

б) разрежение, создаваемое ДС - 504 мм.в.ст.;

в) запас по напору - 13,5;

г) мощность электродвигателя - 1700 кВт.;

д) число оборотов - 500 об/мин.

Тип электродвигателя - ДА30-1910-2

Для обеспечения процесса горения в котельном агрегате необходимо подавать нужное кол-во воздуха.

Принимаем к установке два дутьевых вентилятора типа ВДН-25×2

Технические данные вентилятора:

а) производительность – 540·103 $м^3$/ч.;

б) напор - 805 мм.в.ст.;

в) запас по напору - 10%;

г) мощность электродвигателя - 1600/665 кВт.;

д) число оборотов - 100/750 об/мин.

Тип электродвигателя ДА30-16-59-6/8

Котел имеет регулирование температуры промперегрева посредством рециркуляции части дымовых газов. Для осуществления рециркуляции на котлоагрегате устанавливается два дымососа рециркуляции газов (один рабочий, один резервный).

Тип дымососа ДРГ-21.

Технические данные дымососа:

а) давление на напоре - 734 мм.в.ст.;

б) разрежение на всасе - 1260 мм.в.ст.;

в) запас по напору - 12,3%.;

г) мощность электродвигателя - 1250 кВт.;

д) число оборотов - 1480 об/мин.

Тип электродвигателя ДА30-2-216-59-4д

2.11 Выбор системы водоснабжения

Принимаем оборотное водоснабжение ТЭЦ. Охладителями циркуляционной воды конденсаторов турбин являются сухие градирни GK59. Для определения суммарного расхода циркуляционной воды необходимо составить перечень потребляемой циркуляционной воды.

1.Конденсация пара - 100%.

2.Охлаждение газа и воздуха турбоагрегатов и крупных электродвигателей - 3%.

3.Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов - 0,5%.

4.Охлаждение масла ТГ, ПЭН, ПТН - 2%.

Итого - 106%.

Максимальный пропуск через конденсатор турбины Т-250/300-240 циркуляционной воды составляет

$$28 \cdot 103 \text{ м3/ч } 28 \cdot 103 \cdot 1{,}06 = 29{,}68 \cdot 103 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.66)$$

В таблице 2.5 приведены характеристики блока сухого охладителя GK59.

Таблица 2.5 - Технические параметры блока сухого охладителя GK59

Показатель	Ед. изм.	GK 59
Площадь	m²	31.4
Мощность охлаждения	кВт	4900-15200
Расход воды	m³/ч	500-850
Объём воздуха	m³/c	104
Диаметр входного патрубка	мм	6x100
Диаметр выходного патрубка	мм	4x150
Длина	мм	9.600
Ширина	мм	3.300
Высота	мм	4.100
Вес	кг	4.100

В таблице 2.6 приведены характеристики вентилятора блока сухого охладителя GK59.

Таблица 2.6 - Характеристики вентилятора блока сухого охладителя GK59

Наименование параметров		ВГ 50
Производительность, м3/с		138,9
Давление, Па		150
Диаметр рабочего колеса, мм		5000
Лопасти	тип	ОВ-121
	количество	3
Номинальный угол установки, градус		14
Частота вращения рабочего колеса, с-1		2,97
Электродвигатель		ВАСО 14-16-32
Мощность электродвигателя, кВт		30
Напряжение сети, В		380
Частота тока, Гц		50
Габаритные размеры, мм (не более)	H (высота)	2090
	D (диаметр)	5900
Масса вентилятора, кг		700

2.12 Определение производительности цеха топливоподачи

На Красноярской ТЭЦ-3 индивидуальная система пылеприготовления, используют уголь, привозимый в вагонах из местного Бородинского месторождения. Уголь в вагонах прибывает на специальное разгрузочное устройство вагоноопрокидыватель марки ВРС-134М где, вагон поворачивается на 180 град. и уголь высыпается в разгрузочный бункер, под которым расположены конвейеры после чего по конвейерным линиям подаются в узел пересыпки в нем уголь может направляться в резервный склад – штабеля емкостью 175 тыс. тонн или далее по угольному тракту в четырехблочном дробильном корпусе где установлены дробилки типа (М20×30Г) производительностью 1200 т/ч, где уголь проходит металлоуловители и попадает в дробилки грубого помола для размола на более мелкую фракцию. После этого дробленый уголь по конвейеру попадает в бункер сырого угля, а за тем питателями сырого угля (ПСУ) подается в мельницу тонкого помола и размалывается до пылевидного состояния. Фактическая производительность топливного тракта до 1100 т/ч при скорости ленты 2 м/с.

Полный расход натурального топлива для котельного агрегата Еп-670-545-13,8БТ составляет, т/ч,

$$B_{670} = \frac{B_y}{Э} \cdot 3600 \qquad (2.67)$$

где B_y - расход условного топлива кг/с,

$Э$ – переводной калорийный эквивалент [6],

$$B_{670} = \frac{21,38}{0,516} \cdot 3600 = 149162,7$$

Полный расход натурального топлива для котельного агрегата ПП-1000-24-545 КТ составляет, т/ч,

$$B_{1000} = \frac{B_y}{Э} \cdot 3600 \qquad (2.68)$$

где B_y - расход условного топлива кг/с,

$Э$ – переводной калорийный эквивалент [6],

$$B_{1000} = \frac{24,98}{0,516} \cdot 3600 = 174279,1$$

Суммарный расход топлива обеих котлов, т/ч,

$$B_{общ} = B_{670} + B_{1000} \quad (2.69)$$

$$B_{общ} = 149162,7 + 174279,1 = 323441,8$$

Так как фактическая производительность топливного тракта до 1100 т/ч при скорости ленты 2 м/с, а производительность дробилок 1200т/ч, суммарный расход обеих котлов составляет 323441,8 т/ч можно судить о том, что на станции сохраняется большой запас производительности тракта топливоподачи.

3 Охрана окружающей среды

На сегодняшний день система маслоохлаждения в системе смазки является одной из источников загрязнения охлаждающей воды. Сбросы воды после маслоохладителей могут быть направлены в сбросные водоводы при условии, если исключено попадание масла при нарушении плотности маслоохладителя, а также исключение аварийных залповых выбросов при эксплуатации маслоохладителя. Поэтому давление охлаждающей воды в маслоохладителях превышает давление масла.

В системе гидрозолоудаления применяется оборотная система воды, транспортирующей золошлаковую пульпу.

Для уменьшения теплового загрязнения природных водоемов применяется оборотная система технического водоснабжения с сухими охладителями.

Для уменьшения выбросов в атмосферу применяется высокоэффективная система золоулавливания с электрофильтрами, которые имеют степень улавливания 99%.

3.1 Расчет выбросов вредных веществ

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

Выбросы золы, $г/с$:

$$M_{зол} = B \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_н^p}{32700}) \cdot a_{ун} \cdot (1 - \eta_{зу}), \quad (3.1)$$

где В – суммарный расход топлива, кг/с;

A^p - зольность на рабочую массу, %;

q_4 - потери от механического недожога, %;

$Q_н^р$ – низшая теплотворная способность топлива, кДж/кг;

$a_{ун}$ – количество золы в уносе, %;

$\eta_{зу}$ – КПД золоуловителя.

$$M_{зол} = 74,30 \cdot (8 + 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{16341}{32700}) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,98) \cdot 10^{-3} = 568$$

Выбросы оксидов серы, $г/с$:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^р \cdot 10^3, \quad (3.2)$$

где $S^р$ - содержание серы на рабочую массу, %;

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 74,30 \cdot 0,3 \cdot 10^3 = 594,4$$

Выбросы оксидов азота, $г/с$:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot B \cdot Q_н^р \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta, \quad (3.3)$$

где К=4,771 – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота [25];

β=0,7 – коэффициент, учитывающий влияние на выход азота качества сжигаемого топлива [25].

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot 4,771 \cdot 74,30 \cdot 16341 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \cdot 0,7 = 137,175$$

Приведенная масса вредных веществ, $г/с$:

$$M = M_{SO_2} + \cdot \frac{ПДК_{сс}^{SO_2}}{ПДК_{сс}^{зол}} \cdot M_{зол} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2}, \quad (3.4)$$

$$M = 594,4 + \frac{0,5}{0,5} \cdot 586 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 137,175 = 1969$$

3.2 Расчет дымовой трубы и ее расчет

На ТЭЦ-3 установлена дымовая труба высотой 273 м с диаметром устья 8,9 м [5].

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{пд}} \times \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta t}}}, \qquad (3.5)$$

где A=200 – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе [5];

F=1 – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений [5];

m=0,8 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы [5];

n=1 – число труб;

V=5·8·74,30=2972 м^3/с – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб;

Δt=130 ˚С – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха;

Минимально допустимая высота дымовой трубы:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 1969 \cdot 1 \cdot 0,8}{0,5} \times \sqrt[3]{\frac{1}{2972 \cdot 130}}} = 148,4 м$$

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эфф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{\upsilon \cdot \varphi} \qquad (3.6)$$

где d0=8,6 м – диаметр устья трубы [5];

ω0=35 м/с – скорость газов в устье трубы [5];

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

φ=1,7 – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [5];

$$H_{эфф} = 148,4 + 1,9 \cdot \frac{8,9 \cdot 35}{5 \cdot 1,7} = 216 м$$

4 Безопасность проектируемого объекта

Государственная политика в области экологической и промышленной безопасности и новые концепции обеспечения безопасности и безаварийности

производственных процессов на объектах экономики, диктуемые Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 №116-ФЗ, Федеральным законом "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99 г. №52-ФЗ, Законом Российской Федерации "Об охране окружающей среды" от 10.01.02 г. №7-ФЗ (с изменениями на 29.12.15), предусматривают, в первую очередь, объективную оценку опасностей и позволяют наметить пути борьбы с ними.

Экологическая и техногенная безопасность – состояние действительности, при котором с определенной вероятностью исключено проявление опасности. Опасная ситуация возникает при нахождении человека в опасной зоне, т.е. в пространстве, где постоянно, периодически или эпизодически возникают опасности, обусловленные опасными или вредными факторами. Опасные ситуации реализуются вследствие совокупности причин, обусловливающих воздействие опасных или (и) вредных факторов на человека, что приводит к постепенному или мгновенному повреждению его здоровья.

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

Технологический процесс производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ относится к производствам повышенной опасности. Котлоагрегаты, турбоагрегаты, теплообменное оборудование, а также трубопроводы перегретого пара и питательной воды работают под высоким давлением и температурой, испытывая большие механические нагрузки. Генераторы, вспомогательное оборудование котельного и турбинного цехов (насосы, вентиляторы, дымососы, мельницы) работают под высоким электрическим напряжением. Все перечисленные особенности работы оборудования требуют строжайшего соблюдения ПТБ и охраны труда.

Безопасность проведения экспериментов и отладки оборудования организую в соответствии с ГОСТ 31177-2003, РД 34.03.201-97.

На период отладки вместо снятого ограждения следует выполнить временное. Лестницы и площадки следует оградить перилами высотой не менее 1,1 метра с бортовым элементом по низу перил высотой не менее 0,14 метра. Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее двух метров.

Предохранительные устройства защитные системы и автомат безопасности. Автомат безопасности отрегулировать на срабатывание при повышении частоты вращения, ротора турбины, на 10÷12 % больше номинального.

Обеспечить пожаробезопасность, надежность системы маслоснабжения, резервные и аварийные маслонасосы проверять в работе два раза в месяц.

Выполнить телевизионные установки, телекамеры для наблюдения за технологическим процессом.

4.2 Объемно-планировочное решение проектируемого объекта

Машинный зал разделен по высоте на 2 помещения: в верхнем установлены турбины, в нижнем фундамент турбины, конденсатор, другое вспомогательное оборудование. Турбоустановки компонуются по «островному» принципу. Турбина и генератор установлены на отдельном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями, во избежание передачи вибрации.

Между верхним и нижним помещениями перекрытия не выполнено. Вокруг турбоагрегата установлены площадки для обслуживания, соединенные между собой проходами, идущими вдоль стен машинного зала.

Источники вредных воздействий на человека предусматривается размещать в отдельных помещениях. Площадь производственного помещения на одного рабочего превышает 4,5 $м^2$, а объем – 15 $м^3$.

Здание турбинного цеха перекрывается железобетонными блоками. Стены цеха сборные из железобетонных плит толщиной 300 мм. Для удобства обслуживания предусмотрены специальные площадки и лестницы с ограждениями.

Все трубопроводы пара и горячей воды, а также теплообменное оборудование оснащены тепловой изоляцией, подшипники насосов, которые также являются источниками теплового излучения, охлаждаются конденсатом.

4.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса

4.3.1 Опасность поражения электрическим током

Помещение турбинного цеха на ТЭЦ по степени опасности поражения человека электрическим током относится к классу с повышенной опасностью (по ПУЭ), так как в нем имеются следующие уровни опасности:

-токопроводящие полы;

-возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям, имеющим соединения с землей и металлическим корпусом электрооборудования.

Величина малого напряжения для питания ручного электрифицированного инструмента и переносных светильников до 12 В. Рабочее напряжение оборудования – 6 кВ и 0,4 кВ. Освещение – 220 В и 36 В.

Основные меры защиты от поражения электрического током:

- недоступность электропередачи и токоведущих частей;
- изоляция электрических проводников и токоведущих частей;
- защитное отключение электроустановок;
- защитное заземление и зануление электрооборудования по ГОСТ 12.1.030-81.

4.3.2 Электромагнитные поля, статическое электричество ионизирующие излучения

К источникам электромагнитных излучений на производстве относятся:

-естественные – электромагнитное поле Земли, магнитные бури, атмосферное электричество;

-искусственные – 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.

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 (ПДУ напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м);
- защита временем, т.е. ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля (при напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин);
- защита расстоянием (60÷80 мм от экрана);
- 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. Количество контролируемых зон определяется перепадом уровней напряженности ЭП на рабочем месте. Различие в уровнях напряженности ЭП контролируемых зон устанавливается 1 кВ/м.

Требования действительны при условии, что проведение работ не связано с подъемом на высоту, исключена возможность воздействия электрических разрядов на персонал, а также при условии защитного заземления всех

изолированных от земли предметов, конструкций, частей оборудования, машин и механизмов, к которым возможно прикосновение работающих в зоне влияния ЭП.

Предельно допустимые уровни напряженности периодических (синусоидальных) МП приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Предельно допустимые уровни воздействия периодического магнитного поля частотой 50 Гц

Время пребывания (час)	Допустимые уровни МП, Н [А/м] / В [мкТл] при воздействии	
	общем	локальном
<1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Предельно допустимые уровни напряженности импульсного магнитного поля 50 Гц приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Предельно допустимые уровни воздействия импульсных магнитных полей частотой 50 Гц в зависимости от режима генерации

Т,ч	Предельно допустимые уровни амплитудного значения напряженности поля [А/м]		
	Режим I	Режим II	Режим III
<1.0	6000	8000	10000
<1,5	5000	7500	9500
<2,0	4900	6900	8900
<2,5	4500	6500	8500
<3,0	4000	6000	8000
<3,5	3600	5600	7600
<4,0	3200	5200	7200
<4,5	2900	4900	6900
<5,0	2500	4500	6500
<5,5	2300	4300	6300
<6,0	2000	4000	6000
<6,5	1800	3800	5800
<7,0	1600	3600	5600
<7,5	1500	3500	5500
<8,0	1400	3400	5400

Режим I – импульсное с $\tau_и > 0{,}02$ с, $t_п < 2$ с,
Режим II – импульсное с $60 \text{ с} > \tau_и > 1$ с, $t_п > 2$ с,

Режим III – импульсное $0{,}02\ с < \tau_и < 1\ с$, $t_п > 2\ с$,
где $\tau_и$ – длительность импульса, сек.,
$t_п$ – длительность паузы между импульсами, сек.

4.3.3 Тепловые выделения и опасность термического ожога

В турбинном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое излучение от турбоагрегатов, трубопроводов, теплообменного оборудования, подшипников насосов.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 интенсивность облучения (Ео) должно быть меньше или равно 140 Вт/м2. По ГОСТ 12.4.123-83 предусматриваются следующие меры безопасности:

- наличие тепловой изоляции на трубопроводах и других горячих поверхностях с температурой наружной поверхности более 45 °С;
- специальная сигнальная окраска для предохранения работающих от ожогов о горячие элементы оборудования и трубопроводов;
- экранирование мест, в районе которых наблюдается сильное выделение тепла;
- применение воздушно – душирующих установок при температу-ре воздуха выше плюс 33 °С;
- использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз;
- охлаждение теплоизлучающих поверхностей и др.

В таблице 4.3 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 4.3 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

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

4.3.4 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.

4.4 Производственная санитария

4.4.1 Микроклимат производственных помещений

Помещение турбинного цеха характеризуется наличием теплового излучения, повышенной относительной влажностью, повышенным шумом, что создает неблагоприятные условия обслуживающего персонала. Для обеспечения нормального микроклимата в соответствии с СанПиН 2.2.4.548 - 96, предусмотрено следующее:

- герметизация технологического оборудования;
- вентиляции помещения приточно-вытяжная по СНиП 41-01-03;
- установку систем местных отсосов по СНиП 41-01-03, для удаления вредных, пожароопасных и взрывоопасных веществ от мест их образования и выделения;
- установку системы воздушного отопления, совмещенная с вентиляцией.

В таблице 4.4 и 4.5 приведены оптимальные и допустимые значения температуры воздуха, поверхностей, относительной влажности воздуха и скорости движения воздуха в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 4.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню эн/затрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °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 4.5 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню эн/затрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температу-ра поверхно-сти, °С	Относитель-ная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
холодный	IIа	17-23	16÷24	15÷75	0,1÷0.4
тёплый	IIа	18-27	17÷28	15÷75	0,1÷0.4

К категории IIа (средняя тяжесть) относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151÷200 ккал/ч (175÷232 Вт), связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие отдельного физического напряжения (ряд профессий в механосборочных цехах).

Индекс тепловой нагрузки среды (ТНС-индекс) является интегральным показателем, характеризующим сочетанное действие на организм человека параметров микроклимата (температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового облучения).

ТНС-индекс рекомендуется использовать для интегральной оценки тепловой нагрузки среды на рабочих местах, на которых скорость движения воздуха не превышает 0,6 м/с, а интенсивность теплового облучения - 1200 Вт/м2.

Рекомендуемые величины интегрального показателя тепловой нагрузки среды (ТНС-индекса) для профилактики перегревания организма приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Рекомендуемые величины интегрального показателя тепловой нагрузки среды (ТНС-индекса) для профилактики перегревания организма

Категория работ по уровню энергозатрат	Величины интегрального показателя, °С
IIа (175-232)	20,5-25,1

4.4.2 Освещение

В помещении турбинного цеха предусматривается совместное освещение в соответствии со СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»:

- естественное, через боковые проемы;
- искусственное; система комбинированная.

Источники освещения: лампы накаливания, лампы газоразрядные.

Предусмотренное освещение разделяется на виды:

- рабочее, в соответствии с характером выполняемых работ;
- аварийное - запитанное от независимого источника энергии;
- дежурное;

- эвакуационное - по основным проходам и лестничным клеткам.

Нормы освещения рабочих мест представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7– Нормы освещенности рабочих мест СП 52.13330.2011«Естественное и искусственное освещение»

Наименование объекта	Характер работы	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещённость при искусственном освещении, лк		Тип светильника, мощность, тип источника света
		комбинированное	боковое освещение	комбинированное	общее освещение	
Турбинный цех	Наблюдение за производственным процессом (VIIб разряд зрительных работ)	0,7	0,2	-	75	ЛЛ типа: ЛТБ, ЛБ, 730, 735, КЛЛ, СД
ГЩУ (Шкалы измерительных приборов)	Наблюдение за измерениями, приборами (IIIв разряд зрительных работ)	3,0	1,2	750	200	ЛЛ типа: ЛЕЦ, 840, 865, МГЛ, СД

4.4.3. Шум, ультразвук и инфразвук

Источником шума в турбинном цехе являются:

- турбоагрегаты;
- трубопроводы;
- электродвигатели вспомогательного оборудования;
- генераторы.

В соответствии с СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» приводим допустимые уровни шума в октавных полосах в производственных помещениях.

Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для рабочих мест в производственном помещении турбинного цеха представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для рабочих мест в производственном помещении турбинного цеха

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквива-лентные уровни звука(в ДВА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер по ГОСТ 12.1.003. ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»:

- рациональное размещение оборудования;
- звукоизоляцию;
- звукопоглощающую облицовку;
- индивидуальные средства защиты (наушники, беруши и т.д.);
- строительно-акустические мероприятия;
- дистанционное управление машинами - источниками высоких уровней организационные мероприятия (рациональные режимы труда и отдыха, сокращение времени пребывания работников в условиях воздействия шума, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

4.4.4 Вибрация

Источниками вибрации в турбинном цехе являются:
- турбоагрегаты;
- генераторы;
- насосы;
- электродвигатели;
- вспомогательное оборудование.

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

Вибрация, воздействующая на человека, нормируется отдельно для каждого установленного направления в каждой октавной полосе по СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Методы и средства защиты». Гигиенические нормы вибрации представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Предельно допустимые нормы вибрации рабочих мест по осям X_o, Y_o, Z_o

Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц	виброускорение				виброскорость			
	м/с^2		дБ		м/с^2		дБ	
	в 1/3 окт	в 1/1 окт	в 1/3 окт	в 1/1 окт	в 1/3 окт	в 1/1 окт	в 1/3 окт	в 1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

Для устранения вредного воздействия вибрации на работающих применяются следующие мероприятия по ГОСТ 12.1.012-03.ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»:

- снижение вибрации в источнике ее образования конструктивными или технологическими мерами;
- уменьшение вибрации на пути ее распространения средствами виброизоляции и вибропоглощения;
- дистанционное управление;
- средства индивидуальной защиты;
- организационные мероприятия (рациональные режимы труда и отдыха, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

4.5 Предотвращение аварийных ситуаций

4.5.1 Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования

Для предупреждения аварий и взрывов технологического оборудования необходимо исключить:

- тепловые и механические перегрузки оборудования (парогенераторов и турбин);
- 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 и в соответствии с ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей.

4.5.2 Обеспечение взрывопожарной безопасности производства

Источником пожаровзрывоопасности в турбинном цехе является водород и турбинное масло. Масло используется в системе смазки и регулирования турбин, водород в системе охлаждения генератора. Причиной пожара может быть замыкания электрооборудования цеха.

Для обеспечения пожарной безопасности в машинном зале по СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность производственных зданий» предусматривается степень огнестойкости здания II и согласно СП 12.13130 помещению присваивается категория А (взрывопожароопасная), с огнестойкостью несущих конструкций, стен, полов и перекрытий, для их строительства применяют соответствующий материалы. Классификация машинного зала по огнестойкости в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Максимальные пределы огнестойкости конструкций

Степень огнестойкости здания	Предел огнестойкости строительных конструкций, не менее						
	Несущие элементы здания	Наружные ненесущие стены	Перекрытия междуэтажные (в том числе чердачные и над подвалами)	Элементы бесчердачных покрытий		Лестничные клетки	
				Настилы	Фермы, балки, прогоны	Внутренние стены	Марши и площадки лестниц
II	R45	RE15	REJ45	RE15	R15	REJ90	R45

Также для обеспечения пожарной безопасности в турбинном цехе предусматривается: для борьбы с масляными пожарами применение огнестойких жидкостей, например применение масла ОМТИ. В системе смазки и регулирования напорные маслопроводы, находящиеся в зоне высоких температур, помещаются защитные короба, выполненные из листовой стали толщиной не менее 3 мм вне зоны скопления масляных паров вентилируются с помощью эксгаустеров.

В отделении устанавливаются: автоматическая дренчерная система пожаротушения и автоматическая система аэрозольного тушения (САТ) в соответствии с 123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент по пожарной безопасности». Оборудуются система оповещения людей о пожаре с автоматическим управлением и возможностью реализации множества вариантов организации эвакуации из каждой зоны оповещения в соответствии с 123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент по пожарной безопасности» и аварийная вентиляция на случай возникновения пожара. Предусмотрена схема наружного и внутреннего пожарного водоснабжения с двумя независимыми вводами с размещением на всех отметках по несколько пожарных гидрантов (РД 153-34.0-03.301-00); по всей территории на всех отметках устанавливаются щиты с размещением первичных средств пожаротушения (ЩП-В, в местах с токоведущими проводниками ЩП-Е). Все меры пожарной безопасности выполняются согласно «Правилам противопожарного режима РФ». Концентрационные пределы взрываемости и температуры самовоспламенения приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Концентрационные пределы взрываемости и температуры самовоспламенения

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Температура самовоспламенения, °С	Концентрационные пределы, %	
			НКПР	ВКПР
Турбинное масло	жидкое	400	-	-
Водород	газ	510	4	75

Для пожарной безопасности предусматривается по ГОСТ 12.1.004 ССБТ:

- эвакуационные выходы;
- внутренний и наружный пожарные водопроводы (СП 8.13130-2009 и СП 10.13130-2009);
- первичные средства пожаротушения: огнетушители (ОВП, ОП, ОУ);
- пожарные лестницы для выхода наружу;
- сигнализация (СП 5.13130.2009);
- вводный и первичный инструктаж о мерах пожарной безопасности всех работников при поступлении на работу.

4.5.3 Обеспечение устойчивости объекта в чрезвычайных ситуациях (пожары, взрывы, землетрясения)

Предусматривают на стадии проектирования генерального плана предприятия в соответствии со строительными нормами и правилами СНиП 21-01-97.

Проектная документация, учитывающая требования инженерно-технических мероприятий в части защиты производственного персонала, подлежит согласованию в региональном органе МЧС субъекта Российской федерации, на территории которой расположен объект энергетики, и утверждению в министерстве.

Требования к проектированию и строительству зданий и сооружений.

Кровля, остекление, стеновое заполнение каркасных зданий являются наиболее слабыми элементами, их разрушение приводит к повреждению теплового и электрического оборудования, находящегося внутри и около зданий, сооружений. Здания и сооружения должны иметь жесткий металлический или железобетонный каркас; легкую, несгораемую кровлю; легко разрушаемые, несгораемые ограждающие конструкции; большую площадь остекления стен; технологические трубопроводы, кабели сигнализации, управления, зашиты должны располагаться на низких эстакадах или прокладываться под землей; емкости с горюче-смазочными материалами (мазут, турбинное, трансформаторное, машинное масло), сильнодействующими ядовитыми веществами (серная, соляная кислота, хлор) должны быть заглублены или обнесены земляным валом и располагаться ниже объекта с учетом розы ветров.

Требования к системам питьевого, коммунального и пожарного водоснабжения.

Водоснабжение – от двух автономных источников; мощность каждого должна обеспечивать максимальную потребность объекта; один из источников подачи воды должен иметь автономный источник электроснабжения; задвижки на головных водопроводах и пожарные гидранты располагают на не заваливаемой территории; необходимо применять оборотное водоснабжение технической воды;

сооружать пруды, градирни, брызгательные бассейны, гидрозолоудаление; источники питьевой воды (артезианские скважины, емкости чистой воды) нужно

защитить от заражения радиоактивными, химическими, биологическими средствами; водопроводные сети на объекте необходимо закольцовывать.

Обеспечение надежной защиты работающих достигается тремя основными способами: укрытием рабочих и служащих объектов энергетики, продолжающих работу в чрезвычайных ситуациях, в защитных сооружениях гражданской обороны; рассредоточением рабочих, служащих и эвакуацией членов их семей; использованием средств индивидуальной защиты.

Своевременное и организационное проведение рассредоточения и эвакуации возможно только при заблаговременном выполнении обучения персонала по гражданской обороне; создании, подготовки эвакоорганов; подготовки загородной зоны; проведение учений гражданской обороны.

Электрические сети, электрическая часть электростанции допускают кратковременную работу с перегрузками по току: трансформаторы, выключатели, разъединители, реакторы – до 125%; электрические подземные кабели – до 150%; по температуре нагрева проводов воздушных линий электропередачи – до 125 °С.

Возможные режимы работы энергосистемы: снижение межсистемного перетока мощности; снижение статической и динамической устойчивости; отделение энергосистемы от объединенной энергосистемы; отделение в энергосистеме отдельных электрических сетей; электрических станций; разделение энергосистемы на отдельные работающие части.

Для предупреждения распространения пожаров и уменьшения последствий от чрезвычайных ситуаций предусмотрите зонирование территории по санитарным и противопожарным требованиям, ориентацию зданий по отношению к господствующему направлению ветра. Разрывы между производственными зданиями составляют 9-18 м в зависимости от степени огнестойкости строительных конструкций. Укажите места въезда-выезда транспорта, элементы благоустройства территории, освещение.

Взрывоопасные объекты располагают с подветренной стороны по отношению к помещениям категории Г и Д.

Наружные сети противопожарного водоснабжения закольцовывают и прокладывают не более 5 м от стен здания и не далее 2 м от дорог (проездов). Пожарные гидранты на водопроводной сети располагают на расстоянии не более 100 м друг от друга.

Устойчивость работы турбинного цеха в чрезвычайных ситуациях обеспечивается путем:

- регулярное проведение противопожарных и противоаварийных тренировок оперативного персонала;
- указания в инструкциях по эксплуатации оборудования возможных чрезвычайных ситуаций, регламентирующих действия работников при их возникновении;

- технические мероприятия, позволяющие не допустить возникновения чрезвычайных ситуаций, а при их возникновении не допустить развития и максимально быстро ликвидировать последствия.

4.6 Техническое освидетельствование

4.6.1 Техническое освидетельствование сосудов

Безопасная работа сосудов, находящихся под давлением (СРД), обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, включающих в себя: конструкция 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.

-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 4.12

Таблица 4.12 – 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, 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

4.6.2 Техническое освидетельствование трубопроводов

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.

4.7 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания нужно рассчитать защитное зануление.

Зануление применяется в трехфазных четырёхпроводных электрических сетях напряжением до 1000В с глухозаземлённой нейтралью, а также в однофазных двухпроводных сетях с глухозаземлённой нейтралью. Зануление обязательно в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, а также неопасных помещениях при напряжении выше 42 В переменного и выше 100 В постоянного тока.

Занулению подлежат металлические нетоковедущие части электроприёмников, в том числе металлические корпуса электроприборов, контрольных и наладочных стендов, трансформаторов, пусковых и регулировочных реостатов, переносных электроприёмников и т.п.

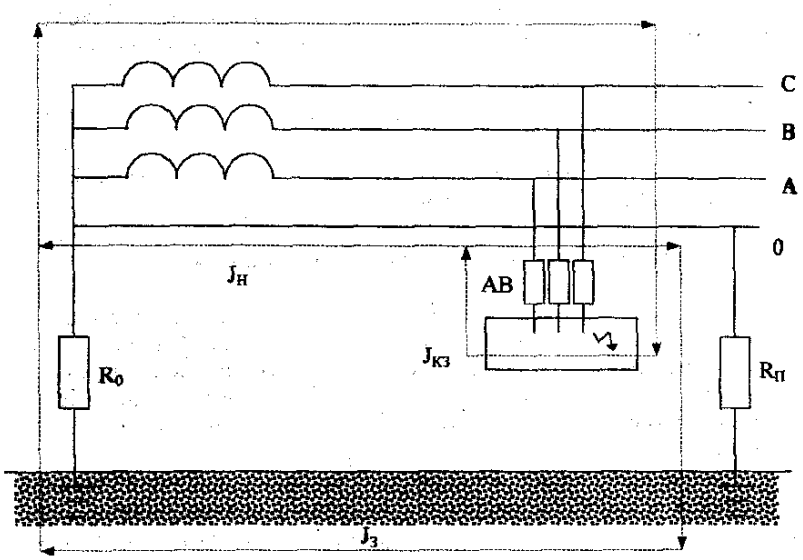


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема зануления

При замыкании фазы на занулённый корпус ток короткого замыкания Jкз проходит через следующие участки цепи: нулевой провод Jн, обладающий сопротивлением R0, обмотку трансформатора, фазный провод и дает сигнал автоматический выключатель АВ, который отключает электрооборудование. От начала замыкания фазы А на корпус срабатывания АВ электрический ток Jз стекает в землю через повторное сопротивление Rп нулевого провода в течение 5÷7 с.

Цель зануления – снизить напряжение на корпусе в аварийный период и обеспечить быстрое отключение установки от сети при замыкании фазы на её корпус. В соответствии с этим зануление рассчитывается прежде всего на отключающую способность.

Рассчитаем защитное заземление электродвигателя одного из насосов, работающего в турбинном цехе и питающегося от внутрицеховой подстанции, оборудованной понижающим трансформатором 6кВ/380В общей мощностью 400 кВА со схемой соединения обмотки Y/Yн. Электрическая сеть – трёхфазная с изолированной нейтралью, выполненная из медных проводников 3 × 25 мм2

(диаметр проводника 5,64мм). Провод напряжения к двигателю насоса осуществляется двумя расположенными рядом кабелями длиной 200м каждый. Нулевой провод выполнен из стальной полосы сечением 20×4мм и проложен в 20см от фазных проводов. Электродвигатель защищен автоматическим выключателем. Номинальный ток автоматического выключателя для электродвигателя под нагрузкой 65А.

По таблице 8.5. [16] находится сопротивление обмоток трансформатора, Ом,

Zт = 0,195

Активное сопротивление фазного провода, Ом,

$$R_{ф} = \frac{\rho \cdot l}{S} \qquad (4.1)$$

где ρ – удельное сопротивление металла, из которого выполнен фазный провод, Ом · мм2/м (для меди ρ = 0,018);
l – длина фазного провода, м;
S – сечение фазного провода, мм2.

$$R_{ф} = \frac{0{,}018 \cdot 200}{25} = 0{,}144$$

Внутреннее индуктивное сопротивление, Ом, фазного провода принимаем Хф = 0.

Так как для автоматических выключателей при Jном ≤ 100А коэффициент кратности номинального тока k = 1,4, то ожидаемый ток короткого замыкания, А,

$$J_{н} = k \cdot J_{ном} = 1{,}4 \cdot 84 = 117{,}6 \qquad (4.2)$$

Плотность тока, А/мм2, находим по формуле,

$$i = \frac{k \cdot J_{ном}}{S_{н}} \qquad (4.3)$$

где k – коэффициент кратности номинального тока;
Jном – номинальный ток автоматического выключателя, А;
Sн – площадь сечение нулевого провода, мм2.

$$i = \frac{1,4 \cdot 84}{80} = 1,47$$

Далее по табл. 8.6.[25] определяем активное и внутреннее индуктивное сопротивление 1км проводника, R1 = 3,523 Ом/км; X1 = 2,116 Ом/км.

Находим активное и внутреннее индуктивное сопротивления нулевого провода, Ом,

$$Rн = R1 \cdot l = 3,523 \cdot 0,2 = 0,705 \quad (4.4)$$

$$Xн = X1 \cdot l = 2,116 \cdot 0,2 = 0,423 \quad (4.5)$$

Находим внешнее индуктивное сопротивление проводников петли «фаза-ноль», Ом,

$$X_п = 0,1256 \cdot l \cdot \ln\left(\frac{2D}{d}\right) \quad (4.6)$$

где l – длина нулевого провода, км;
D – расстояние между нулевым и фазными проводами, м;
d – диаметр проводника, м.

$$X_п = 0,1256 \cdot 0,2 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 0,2}{0,00564}\right) = 0,107$$

Сопротивление проводников сети петли «фаза-ноль», Ом, рассчитываем по формуле,

$$Z_п = \sqrt{\left(R_ф + R_н\right)^2 + \left(X_ф + X_н + X_п\right)^2} \quad (4.7)$$

$$Z_п = \sqrt{\left(0,144 + 0,705\right)^2 + \left(0 + 0,423 + 0,107\right)^2} = 1,00$$

Величину тока, протекающего через нулевой защитный проводник находим из выражения, А,

$$J_н = \frac{U_ф}{\left(Z_т/3 + Z_п\right)} \quad (4.8)$$

где Uф – фазное напряжение сети, В,

$$J_н = \frac{380}{\left(0,195/3 + 1,00\right)} = 356,8$$

Для надёжного срабатывания автоматического выключателя или предохранителя требуется выполнение условия:

$$J_{кз} \cong J_{н} \geq k \cdot J_{ном} \qquad (4.9)$$

Условие выполняется и отключение электродвигателя при пробое фазы на корпус обеспечивается (356,8А > 1,4 · 84А).

5 Индивидуальное задание

5.1 Разработка экологических мероприятий для блока Т-250/300-240 ТЭЦ-3

5.1.1 Оборотное водоснабжение. Сухой охладитель

Пункт 4 статьи 60 Водного кодекса РФ (ФЗ-74 от 03.06.2006) «Охрана водных объектов при проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию, эксплуатации водохозяйственной системы» запрещает проектировать прямоточные системы технического водоснабжения – «Проектирование прямоточных систем технического водоснабжения не допускается».

Принимаем оборотное водоснабжение ТЭЦ. Охладителями циркуляционной воды конденсаторов турбин являются сухие градирни GK59. Для определения суммарного расхода циркуляционной воды необходимо составить перечень потребляемой циркуляционной воды.

1.Конденсация пара - 100%.

2.Охлаждение газа и воздуха турбоагрегатов и крупных электродвигателей - 3%.

3.Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов - 0,5%.

4.Охлаждение масла ТГ, ПЭН, ПТН - 2%.

5.Потери с воздухом из градирен - 0,5%.

Итого - 106%.

Максимальный пропуск через конденсатор турбины Т-250/300-240 циркуляционной воды составляет

28·103 м3/ч 28·103·1,06 = 29,68·103 м3/ч

В таблице 5.1 приведены характеристики блока сухого охладителя GK59.

Таблица 5.1 - Технические параметры блока сухого охладителя GK59

П/№	Ед. изм.	GK 59
Площадь	m^2	31.4
Мощность охлаждения	кВт	4900-15200
Расход воды	$m^3/ч$	500-850
Объём воздуха	$m^3/с$	104
Диаметр входного патрубка	мм	6x100
Диаметр выходного патрубка	мм	4x150
Длина	мм	9.600
Ширина	мм	3.300
Высота	мм	4.100
Вес	кг	4.100

В таблице 5.2 приведены характеристики вентилятора блока сухого охладителя GK59

.

Таблица 5.2 - Основные технические характеристики

Наименование параметров		ВГ 50
Производительность, м3/с		138,9
Давление, Па		150
Диаметр рабочего колеса, мм		5000
Лопасти	тип	ОВ-121
	количество	3
Номинальный угол установки, градус		14
Частота вращения рабочего колеса, с-1		2,97
Электродвигатель		ВАСО 14-16-32
Мощность электродвигателя, кВт		30
Напряжение сети, В		380
Частота тока, Гц		50
Габаритные размеры, мм (не более)	H (высота)	2090
	D (диаметр)	5900
Масса вентилятора, кг		700

Для наглядности преимущества блока сухого охладителя GK59 произведем сравнение с гиперболической железобетонной противоточной градирни с параметрами:

1.Удельная площадь оросительного устройства - 0,02 м3/кВт.

2.Площадь оросительного устройства - 5000 м3.

3.Высота вытяжной башни - 90 м.

Технические характеристики циркуляционного насоса:

а) производительность – 18·103 м3/ч.;

б) напор - 20 м.в.ст.;

в) мощность электродвигателя - 1600 кВт.

Количество блоков сухого охладителя на максимальную мощность блока составит, шт.,

$$Б_{шт} = \frac{300000}{15200} = 20$$

Суммарная мощность электродвигателей вентиляторов, кВт,

$$W = 20 \cdot 30 = 600$$

Суммарная мощность на блок с учетом мощности электродвигателя циркуляционного насоса, кВт,

$$W_{общ} = 600 \cdot 1600 = 2200$$

Как видно из расчета потребляемая мощность башенной градирни меньше блока сухого испарителя, однако использование сухого охладителя имеет ряд преимуществ. При его применении не происходит испарение теплоносителя (воды), потому что он циркулирует по замкнутому контуру и, следовательно, он не загрязняется, не требует после охлаждения дополнительной очистки. Благодаря добавлению гликоля, весь контур предохраняется от размораживания. Применение сухой градирни не приводит к химическому загрязнению и повышению влажности воздуха, ее стараются использовать в местах, где уделяется большое внимание экологической обстановке, что не мало важно для ТЭЦ-3 находящейся в районе Красноярского алюминиевого завода.

С экономической точки зрения, при плате за водные ресурсы примерно 246 руб. за 1 тыс.м3 (ст. 333.12 НК РФ), это выходит около 51 млн.руб в год для одного энергоблока.

Автоматизированная система управления технологическим процессом вентиляторной градирни. АСУТП градирни является локальной системой, обеспечивающей сбор данных от элементов контроля технологических параметров и отображение их на операторской станции в операторском помещении. Предусматривает отображение параметров на локальных операторских панелях, установленных на шкафах управления. Управление вентиляторами обеспечивает необходимые значения параметров технологического процесса.

В функции АСУТП вентиляторной градирни системы входит:

- поддержка автоматического и ручного (местного) режима управления технологическим процессом;
- контроль температуры оборотной воды на выходе каждой секции;
- контроль уровня вибрации вентилятора, выключение вентилятора при превышении установленного уровня вибрации;

- контроль уровня воды в водосборном бассейне каждой секции;
- передача контролируемых и управляемых сигналов в информационную сеть АСУТП электростанции

5.1.2 Методы подавления оксидов азота

Котлоагрегат снабжен системой подавления оксидов серы и азота в тракте котла. Большое внимание в работах ВТИ уделяется внедрению на котлы ПП-1000-24-545КТ с целью снижения выхода NOX сочетание рециркуляции дымовых газов в зону горения с трехступенчатым сжиганием. Сущность метода трехступенчатого сжигания состоит в том, что основные горелки работают с оптимальным по условиям обеспечения минимальной высокотемпературной коррозии экранов и максимального выжига топлива коэффициентом избытка воздуха (1,0-1,05), а выше основных горелок устанавливаются дополнительные горелки, в которых сжигается 15-30 % топлива с недостатком воздуха. Благодаря этому в топке создается зона с восстановительной средой, в которой продукты неполного сгорания (CO,H2 ,CnHm) восстанавливают образовавшиесяNOдоN2 по реакциям:

$$2NO + 2CO = N + 2CO \quad (5.1)$$

$$2NO + H = N + HO \quad (5.2)$$

Выше этой зоны организуется зона дожигания оставшихся продуктов неполного сгорания за счет третичного воздуха, поступающего через сопла острого дутья. Экспериментальные данные ВТИ показывают, что этим методом достигается снижение выхода оксидов азота на 30-50 % . В энергетике России метод трехступенчатого сжигания углей пока широкого распространения не получил, однако результаты работ ВТИ важны, так как доля угля в ближайшей перспективе в балансе энергопотребления России значительно возрастет.

5.1.3 Методы подавления оксидов серы

Газовый тракт котла ПП-1000-24-545 КТ включает 2 электрофильтра с NID-системой десульфуризации дымовых газов. Технология NID представляет собой процесс сухой десульфуризации дымовых газов, который основан на реакции между диоксидом серы SO2 и гашеной известью Ca(OH)2 во влажных условиях. Увлажненную смесь гашеной извести и конечного продукта в виде порошка вводят в абсорбер системы NID и охлаждают входящий дымовой газ путем испарения влаги из смеси. Охлажденный дымовой газ проходит в пылеуловитель - электрофильтр, где пыль осаждается из дымового газа и рециркулируется обратно в процесс через NID систему. В качестве реагентов могут быть использованы известь (Ca (OH)2, негашеная известь (CaO) или щелочные шлаки. В системе

происходит сухое гашение CaO до Ca (OH)2, который вступает в реакцию с SO2. Поскольку материал, прошедший рециркуляцию, на 95% и выше состоит из твердых частиц, процесс рециркуляции достигает очень высоких скоростей. При количестве рециркуляций от 30 до 50 раз и выше обеспечивается коэффициент использования извести близкий к стехометрическому.

Типичный конечный продукт – это безопасный сухой порошок, состоящий из смеси летучей золы, сульфита/сульфата кальция, гидроксида, карбоната, хлорида и т.д. Эти продукты могут быть утилизированы на полигоне или найти применение:

- легкие заполнители;
- отвод кислотных шахтных вод;
- засыпка шахт;
- компонент герметизирующего слоя;
- строительство дорог.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью дипломного проекта являлось расширение Красноярской ТЭЦ-3 для увеличения тепловой установленной мощности. Мною было предложено установить один блок с турбиной Т-250/300-240 с котлом ПП-1000-24-545КТ.

Для сравнения также был проведён расчёт тепловой схемы и производственных показателей блока Т-180/210-130. Расчёты показали экономическое превосходство блока Т-250/300-240 над блоком Т-180/210-130 в части удельных расходов топлива на выработку тепла и выработку электроэнергии. Удельный расход топлива блока Т-250/300-240 на тепло 27,98 кг/ГДж и 0,213 кг/(кВт.)ч на выработку электроэнергии. Удельный расход топлива блока Т-180/210-130 на тепло 30,48 кг/ГДж и 0,264 кг/(кВт.)ч на выработку электроэнергии. Далее произведен выбор основного (котельного агрегата ПП-1000-24-545КТ (ТКК 317) Таганрогского котельного завода) и вспомогательного оборудования (питательный, конденсатный, циркуляционный насосы) для энергоблока.

Произведена оценка производительности существующей системы топливоподачи, по результатам которой выявлен запас в 870 т/ч.

В разделе экологии был произведен расчет, целью которого было определение выбросов золы, оксидов серы и азота, а так же размеры источника рассеивания. Высота и размеры существующей дымовой трубы удовлетворяет результатам расчета.

В индивидуальном задании предложены экологические мероприятия для блока 250МВт, а именно применение оборотного водоснабжения с установками сухих охладителей марки GK59. Описаны разработки применяемые на котельном агрегате ПП-1000-24-545 КТ для подавления оксидов азота с применением трехступенчатого сжигания угля с третичным дутьем в сочетании с рециркуляцией дымовых газов. Для очистки от оксидов серы применяется электрофильтр с системой десульфиризации дымовых газов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГПМ - грузоподъемный механизм;

ДН- дренажный насос;

КЦ- котельный цех;

ОВП - огнетушитель воздушно-пенный;

ОУ - огнетушитель углекислотный;

ПВД- подогреватель высокого давления;

ПНД- подогреватель низкого давления;

ПС- подогреватель сетевой;

ПГ - пожарный гидрант;

СИЗ - средства индивидуальной защиты;

ТТЦ- топливо транспортный цех;

ФНП- федеральные нормы и правила.

ХВО - химводоочистка;

ЦВД- цилиндр высокого давления;

ЦСД- цилиндр среднего давления;

ЦНД- цилиндр низкого давления;

ЧДД- чистый дисконтированный доход;

ЭЦ- электроцех;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : по состоянию на от 21.07.1997 г. – Москва : Кнорус, 2010. – 76 с.

2. Федеральный закон. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения : от 30.03.99 г. №52-ФЗ. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

3. Закон Российской Федерации : Об охране окружающей среды : от 10.01.02 г. №7-ФЗ. – Москва : ОТиСС, 2002. – 142 с.

4. Водный кодекс Российской Федерации : от 03.06.2006 № 74-ФЗ. Последняя действующая редакция с изменениями и дополнениями от 28.06.2014. – Москва : 2010. – 54 с.

5. Налоговый кодекс Российской Федерации : от 31 июля 1998 года № 146-ФЗ. Последняя действующая редакция с изменениями и дополнениями от 05.04.2016. – Москва : 2016. – 47 с.

6. Региональная энергетическая комиссия Красноярского края : приказ от 19 декабря 2013 года. – Красноярск : 2015. – 2 с.

7. ГОСТ 31177-2003. Безопасность оборудования. Требования безопасности к гидравлическим и пневматическим системам и их компонентам : Дата издания : 17.01.2005. : Дата последнего изменения 19.07.2010. – 7 с.

8. ГОСТ 12.4.123-83 Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования. : изменения 19.07.2015. – 12 с.

9. Астраханцева, И.А., Экономическая оценка технических решений : Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 ; – «Тепловые электрические станции» : И.А. Астраханцева. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.

10. Гиршфельд В.Я., Тепловые электрические станции : Гиршфельд В.Я. Морозов Г.Н.– М. : Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.

11. Грибков А.М., Основы проектирования и эксплуатации тепловых электростанций : Грибков А.М. Гаврилов Е.И. : Казань : Изд-во КГЭУ, 2004. – 201с.

12. Дементьев Б.А., Ядерные энергетические реакторы : – М. : Энергоатомиздат, 1990. –463 с.

13. Елизаров Д.П., Теплоэнергетические установки электростанций : – М. : Энергоиздат, 1982. –125 с.

14. Качан А.Д., Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС : А.Д. Качан, Б.В. Яковлев. – Минск: Высшая школа, 1982. – 68 с.

15. Лазарева, О.Н., Разработка сметно-финансовой документации на ремонт и реконструкцию энергооборудования : Метод.указания по лабораторным работам для студентов специальностей 1005, 1007 ; О.Н. Лазарева, И.А. Астраханцева. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998. – 32с.

16. Симоненко. А.Н., Обоснование решения по составу оборудования ТЭЦ : Метод. указания для студентов спец. 0305 Тепловые электрические станции : – КрПИ. Красноярск, 1986. – 8 с.