*Содержание*

Аннотация

1. Выбор основного оборудования и описание принятой компоновки станции
2. Принципиальная тепловая схема блока и расчет ее на заданный режим
3. Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы блока
4. Определение потребностей станции в технической воде, выбор циркуляционных и подпиточных насосов
5. Определение часового расхода топлива энергетического котла
6. Топливное хозяйство станции
7. Расчет и выбор тягодутьевого оборудования
8. Расчет и выбор дымовой трубы
9. Мероприятия по технике безопасности и противопожарной безопасности на станции
10. Охрана окружающей среды на ТЭС
11. Переоблопачивание лопатками, имеющими вильчатый хвост
12. Определение технико-экономических показателей станции
13. Литература

*АННОТАЦИЯ*

Настоящий дипломный проект предназначен для итоговой государственной аттестаций студентов по специальности 1005 «Теплоэнергетические установки» в Казанском энергетическом техникуме. Проект в соответствии с выданным заданием состоит из 12 разделов:

1. Выбор основного оборудования и описание принятой компоновки станции
2. Принципиальная тепловая схема блока и расчет его на заданный режим
3. Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы блока
4. Определение потребностей станций в технической воде, выбор циркуляционных и подпиточных насосов
5. Определение часового расхода топлива энергетических и водогрейных котлов
6. Топливное хозяйство станции
7. Расчет и выбор тягодутьевого оборудования
8. Расчет и выбор дымовой трубы
9. Мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике на станции
10. Охрана окружающей среды на ТЭС
11. Переоблопачивание лопатками, имеющими вильчатый хвост
12. Определение технико – экономических показателей станций

Кроме пояснительной записки дипломный проект имеет 4 листа графического задания. Графическая часть состоит из следующих чертежей:

1. Поперечный разрез главного корпуса
2. Развернутая тепловая схема
3. Переоблопачивание лопатками, имеющими вильчатый хвост
4. Технико-экономические показатели Казанской ТЭЦ-3

*1 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОПИСАНИЕ ПРИНЯТОЙ КОМПОНОВКИ СТАНЦИИ*

*1.1Выбор основного оборудования станции*

*1.1.1 Выбор единичной мощности, типа и количества турбин*

# Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в энергосистемы, выбираются более крупными с учетом характера и перспективной величины тепловой нагрузки района.

Турбины с производственным отбором пара выбираются с учетом длительного использования этого отбора в течение года. Турбины с противодавлением выбираются для покрытия базовой части производственной, паровой и отопительной нагрузок и не устанавливается первым агрегатом ТЭЦ.

Типы турбин определяются видами тепловых нагрузок ТЭЦ.

На ТЭЦ только с отопительной нагрузкой устанавливают турбины типа Т. При отопительной и производственной нагрузках на ТЭЦ могут устанавливаться турбины типа ПТ или совместно турбины указанных типов Т, ПТ, Р. Перечисленные типы турбин изготавливаются согласно ГОСТу 3618-82.

Выбор единичной мощности турбин производят, исходя из заданной электрической и тепловой нагрузок, отдавая предпочтение агрегатом большей мощности.

По заданным теплофикационным и производственным нагрузкам Казанской ТЭЦ-3 необходима установка турбины типа ПТ-80-130.

Турбина ПТ-80-130 рассчитана для работы со свежим паром с параметрами: давление свежего пара – 13 МПа, температура свежего пара – 540С.

*1.1.2 Выбор типа, единичной мощности и количества котлов*

На ТЭЦ без промперегрева пара с преобладающей паровой нагрузкой применяются блочные схемы и при соответствующем обосновании с поперечными связями.

Паропроизводительность и число энергетических котлов для турбоустановки ПТ-80-130, которой расширяется Казанская ТЭЦ-3 выбираются по максимальному расходу пара машинным залом с учетом расхода пара на собственные нужды в размере 3%. В случае выхода из работы одного энергетического котла оставшиеся в работе энергетические котлы должны обеспечить максимально длительный отпуск пара на производство и отпуск пара на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха.

1.1.2.1 Паропроизводительность энергетического котла определяется по формуле:

= .(1 + α + β) (т/ч) (1.1.2.1)

где = 386,83 т/ч – максимальный расход пара на турбину;

α = 0,03 – запас по производительности;

β = 0,02 – расход на собственные нужды блока.

= 386,83.(1 + 0,03 + 0,02) = 406,17 (т/ч)

По параметрам пара турбины и виду топлива может быть установлен котел типа Е-420-13,8-560-ГМН на начальные параметры пара = 13,8 МПа, = 560 С, эта модель предназначена для работы на газе и мазуте. Технические характеристики: компоновка П-образная, воздухоподогреватель – РВП, ширина – 18,4 м, глубина – 14,5 м, высота – 32,4 м, температура питательной воды – 230 , температура уходящих газов – 109/147 , КПД – 94/93 %.

*1.1.3 Выбор водогрейных котлов*

Выбор производится по величине пиковой нагрузки ТЭЦ на отопление и горячее водоснабжение:

**= 65,53 (МВт)

Количество водогрейных котлов:

=  (шт.)

= = 0,66  1 (шт.)

Возможна установка одного водогрейного котла КВ-ГМ-100-150.

Так как установленные на Казанской ТЭЦ-3 пиковые водогрейные котлы обеспечивают необходимую нагрузку, то дополнительный котел не устанавливается.

*1.2 Описание принятой компоновки блока*

В рассматриваемой компоновке представлен поперечный разрез главного корпуса. Главный корпус представляет собой единое сооружение, состоящее из машинного зала, котельного и промежуточного отделения. Каркас здания образуется железобетонными колоннами.

Машинный зал разделяют по высоте на две части: верхнюю и нижнюю. В верхней части машинного зала, на уровне 11,8 метров, находится турбоагрегат ПТ-80-130. В данной компоновке использовано поперечное размещение турбоагрегатов. В нижней части, которое называется конденсатным отделением, располагается вспомогательное оборудование: конденсатор турбины, подогреватели низкого и высокого давления, сетевые подогреватели, питательные насосы, конденсатные и циркуляционные насосы, и все основные трубопроводы. Под перекрытиями машинного зала, на уровне 28 метров, установлен мостовой кран. Ширина машинного зала 39000 мм.

В котельном отделении главного корпуса располагаются паровые котлы и их вспомогательное оборудование. Котлы установлены без разворота топки. В верхней части котельного отделения, на высоте 38,5 метров, установлен мостовой кран. Ширина котельного отделения 29480 мм.

Между машинным залом и котельным отделением размещается промежуточное отделение. В промежуточном отделении на уровне 22 метров установлен деаэратор и его бак. В нижней части промежуточного отделения располагается РУСН. Ширина промежуточного отделения 1200 мм.

Дутьевой вентилятор и дымосос располагаются вне здания около котельного отделения на нулевой отметки. Также здесь установлен регенеративный воздухоподогреватель.

Рядом с основным зданием размещаются две дымовые трубы высотой 240 м первая и 150 м вторая.

*2 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА БЛОКА И РАСЧЕТ ЕЁ НА ЗАДАННЫЙ РЕЖИМ*

*2.1 Описание тепловой схемы*

Пар из парового котла с параметрами  МПа,  поступает через стопорный клапан турбины в ЦВД, который имеет 3 отбора. Из регенеративных отборов 1, 2 пар направляется в ПВД7 и ПВД6. Из отбора 3 часть пара направляется на производство внешнему тепловому потребителю, а часть пара поступает в деаэратор и в ПВД5. Затем пар, отработавший в ЦВД турбины поступает в комбинированный цилиндр среднего и низкого давления, который имеет 3 отбора в зоне ЦВД и 1 отбор в зоне ЦНД. Из отборов 4, 5, 6 ЦСД пар поступает в группу подогревателей низкого давления (ПНД4, ПНД3, ПНД2), а также из отбора 5 и 6 часть пара поступает в сетевые подогреватели ПСГ–2 и ПСГ–1, в которых он нагревает сетевую воду движущуюся через ПСГ-1 и ПСГ-2, за счет напора создаваемого сетевым насосом первого подъема. Далее сетевая вода движется через сетевой насос второго подъема в пиковый водогрейный котел.

Пар из отбора 7 ЦНД турбины поступает в ПНД1. Затем пар, совершивший работу в турбине, через выхлопные патрубки поступает в двухпоточный конденсатор, где он охлаждается и конденсируется, отдавая свою теплоту циркуляционной охлаждающей воде. Конденсатным насосом конденсат из конденсатора подается в охладитель пара из эжектора и охладитель пара концевых уплотнений турбины. Далее основной конденсат поступает в ПНД1 где он подогревается паром из 7 отбора ЦНД турбины, а конденсат греющего пара поступает в конденсатор. Затем основной конденсат проходит через сальниковый подогреватель, где подогревается за счет теплоты пара из концевых уплотнений, а греющий пар после охлаждения и конденсаций поступает в конденсатор. Пройдя сальниковый подогреватель конденсат нагревается в группе подогревателей низкого давления ПНД2, ПНД3 и ПНД4. В этих регенеративных подогревателях применяется каскадный слив дренажа греющего пара, а между ПНД2 и ПНД3 также используют принудительный слив дренажа греющего пара.

В линию основного конденсата между ПНД2 и ПНД3, а также между ПНД3 и ПНД4 вводится конденсат греющего пара из сетевых подогревателей ПСГ1 и ПСГ2.

Основной конденсат, пройдя группу подогревателей низкого давления, поступает в деаэратор, также в деаэратор поступает возвратный конденсат производственного отбора пара, конденсат греющего пара из ПВД5, а также пар отсосов от штоков клапанов. В деаэраторе осуществляется термическая деаэрация основного конденсата, который после деаэратора называется питательной водой. Питательным насосом, имеющим электропривод, питательная вода подается в группу подогревателей высокого давления. В ПВД применяется каскадный слив дренажа греющего пара. После ПВД питательная вода поступает в паровой котел.

Турбина ПТ-80-130 имеет сетевую установку состоящую из подогревателей ПСГ1, ПСГ2, сетевые насосы 1 и 2 ступени и пиковый водогрейный котел.

*2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы на заданный режим*

*2.2.1 Исходные данные для расчета*

1. Вид топлива: газ-мазут;
2. Тип технического водоснабжения: оборотное с градирнями;
3. Начальные параметры пара:  МПа

С

1. Параметры питательной воды:  МПа

С

1. Давление пара в отборах турбины (МПа):

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4,0 | 2,35 | 1,25 | 0,2 | 0,15 | 0,08 | 0,04 | 0,003 | 0,59 |

1. Расход пара в отборах турбины (т/ч):

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 26 | 32 | 10 | 28 | 10 | 7 | 4 | 18 |

1. Температура сырой воды: С
2. Температурный график теплосети: 150 С – 70 С
3. КПД цилиндров турбины: *η* = 0,83

*η* = 0,85

*η* = 0,7

1. Тепловая нагрузка потребителей:

по горячей воде 12 МВт

 48 МВт

 0 МВт

по пару  80 т/ч

1. Коэффициент теплофикации: *α* = 0,5

*2.2.2 Расчет теплофикационной установки блока с турбоустановкой ПТ-80-130*

2.2.2.1 Суммарная нагрузка по горячей воде:

 (МВт) (2.2.2.1)

12 + 48 + 0 = 60 (МВт)

2.2.2.2 Максимальная нагрузка по горячей воде (отопительная):

/*α* (МВт) (2.2.2.2)

 60/0,5 = 120 (МВт)

2.2.2.3 Расход сетевой воды:

= ( 3600.)/( ) (т/ч) (2.2.2.3)

где = 4,19 кДж/кг – теплоемкость воды.

= (3600.120)/4,19.(150 - 70) = 1288,78 (т/ч)

2.2.2.4 Утечка воды в тепловых сетях: принимается в размере 0,5 %

от , т.е.

= 0,005. (т/ч) (2.2.2.4)

= 0,005.1288,78 = 6,44 (т/ч)

2.2.2.5 Расход воды на горячее водоснабжение:

= 3,6./10..( ) (т/ч) (2.2.2.5)

где  принимается на 5 С ниже чем :

 = 65 С

= 3,6.12/10.4,19.(65 - 5) = 171,84 (т/ч)

2.2.2.6 Расход подпиточной воды:

 = +  (т/ч) (2.2.2.6)

= 171,84 + 6,44 = 178,28 (т/ч)

2.2.2.7 Температура подпиточной воды: определяется по давлению

пара в вакуумном деаэраторе = 40 С

2.2.2.8 Теплота с утечкой:

= 10... ( )/3,6 (МВт) (2.2.2.7)

где = ( )/2 (С) (2.2.2.8)

= (150 + 70)/2 = 110 (С)

= 10.6,44.4,19(110 – 5)/3,6 = 0,79 (МВт)

2.2.2.9 Тепло вносимое с подпиточной водой:

= 10... ( )/3,6 (МВт) (2.2.2.9)

= 10.178,28.4,19(40 – 5)/3,6 = 7,26 (МВт)

2.2.2.10 Тепловая нагрузка сетевой подогревательной установки:

 (МВт) (2.2.2.10)

120 + 0,79 – 7,26 = 113,53 (МВт)

2.2.2.11 Теплофикационная нагрузка пиковых водогрейных котлов:

 (МВт) (2.2.2.11)

113,53 – 0 – 48 = 65,53 (МВт)

2.2.2.12 Расход пара на основные сетевые подогреватели:

1. Расход пара на верхний сетевой подогреватель

= 0 (т/ч) (2.2.2.12)

1. Расход на нижний сетевой подогреватель

= 3600()/().*η* (т/ч) (2.2.2.13)

= 3600(48 + 12)/(2666 – 391,72) .0,98 = 96,91 (т/ч)

2.2.2.13 Расход пара на деаэратор подпитки теплосети:

= .. ()/(.).*η* (т/ч) (2.2.2.14)

где = 28 С – температура химочищенной воды;

*η* = 0,98 – к.п.д. теплосети.

= 178,28.4,19(40 – 28)/(2636,8 – 4,19.28).0,98 = 3,63 (т/ч)

2.2.2.14 Расход химочищенной воды на подпитку теплосети:

=  -  (т/ч) (2.2.2.15)

= 178,28 – 3,63 = 174,65 (т/ч)

*2.2.3 Определение параметров пара и воды в регенеративных установках принципиальной тепловой схемы*

2.2.3.1 Нарисовать регенеративную часть высокого давления (рис2.2).

2.2.3.2 Температура насыщения пара в отборах (определяется по термодинамическим таблицам воды и водяного пара по давлению пара в отборах):

 = 4 МПа  = 250,33 С

 = 2,35 МПа  = 220,67 С

 = 1,25 МПа  = 189,81 С

2.2.3.3 Температура питательной воды:

за ПВД1  =  - θ  = 250,33 – 4 = 246,33 С (2.2.3.1)

за ПВД2  = - θ  = 220,67 – 4 = 216,67 С (2.2.3.2)

за ПВД3  = - θ  = 189,81 – 4 = 185,81 С (2.2.3.3)

где θ (С) – величина недогрева до температуры насыщения греющего пара. Для группы подогревателей высокого давления θ = 3 – 5 С

2.2.3.4 Нарисовать регенеративную часть низкого давления (рис.2.3).

2.2.3.5 Температура насыщения пара в отборах (определяется по термодинамическим таблицам воды и водяного пара по давлению в отборах):

 = 0,2 МПа  = 120,23 С

 = 0,15 МПа  = 111,37 С

 = 0,08 МПа  = 93,51 С

 = 0,04 МПа  = 75,89 С

2.2.3.6 Температура конденсата:

за ПНД4  =  - θ  = 120,23 – 7 = 113,23 С (2.2.3.4)

за ПНД5  =  - θ  = 111,37 – 7 = 104,37 С (2.2.3.5)

за ПНД6  =  - θ  = 93,51 – 7 = 86,51 С (2.2.3.6)

за ПНД7  =  - θ  = 75,89 – 7 = 68,89 С (2.2.3.7)

где θ (С) - величина недогрева до температуры насыщения греющего пара. Для группы подогревателей низкого давления θ = 5 – 10 С.

*2.2.4 Построение процесса расширения пара в турбине*

2.2.4.1 Относительный электрический КПД - *η* (определяется по заданию в зависимости от типа турбины):

*η* = *η*. *η*. *η* (%) (2.2.4.1)

*η* = 0,83.0,85.0,7 = 0,49 (%)

2.2.4.2 Относительный внутренний КПД - *η*:

*η*= *η*/ *η*. *η* (%) (2.2.4.2)

*η*= 0,49/0,98.0,99 = 0,51 (%)

2.2.4.3 Построить процесс расширения пара в турбине по *i,s*диаграмме,(рис2.4).

= 13 (МПа)

 = 540 (С)

 = 3455 (кДж/кг)

= 0,9. (МПа) (2.2.4.3)

= 0,9.13 =11,7 (МПа)

 = 3130 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.4)

 = 3455 – (3455 – 3130) .0,83 = 3185,25 (кДж/кг)

 = 3045 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.5)

 = 3185,25 – (3185,25 – 3045).0,83 = 3068,84 (кДж/кг)

 = 2915 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.6)

 = 3068,84 – (3068,84 – 2915).0,83 = 2941,15 (кДж/кг)

= 0,9. (МПа) (2.2.4.7)

=0,9.1,25 = 1,125 (МПа)

 = 2610 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.8)

 = 2941,15 – (2941,15 – 2610).0,85 = 2659,67 (кДж/кг)

 = 2609 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.9)

 = 2659,67 – (2659,67 – 2609).0,85 = 2616,6 (кДж/кг)

 = 2520 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.10)

 = 2616,6 – (2616,6 – 2520).0,85 = 2534,49 (кДж/кг)

 = 2435 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.11)

 = 2534,49 – (2534,49 – 2435).0,7 = 2464,85 (кДж/кг)

 = 2130 (кДж/кг)

(кДж/кг) (2.2.4.12)

 = 2464,85 – (2464,85 – 2130).0,7 = 2230,46 (кДж/кг)

2.2.4.4 Определить располагаемый теплоперепад:

 =  - (кДж/кг) (2.2.4.13)

 = 3455 – 2915 = 540 (кДж/кг)

 =  -  (кДж/кг) (2.2.4.14)

 = 2915 – 2520 = 395 (кДж/кг)

 = -  (кДж/кг) (2.2.4.15)

 = 2520 – 2130 = 390 (кДж/кг)

2.2.4.5 Определить полезноиспользуемый теплоперепад:

 =  -  (кДж/кг) (2.2.4.16)

 = 3455 – 2941,15 = 513,85 (кДж/кг)

 =  -  (кДж/кг) (2.2.4.17)

 = 2941,15 – 2534,49 = 406,6 (кДж/кг)

 = -  (кДж/кг) (2.2.4.18)

 = 2534,49 – 2230,46 = 304,03 (кДж/кг)

2.2.4.6 Определить полный полезноиспользуемый теплоперепад:

 =  +  +  (кДж/кг) (2.2.4.19)

 = 513,85 + 406,66 + 304,03 = 1224,54 (кДж/кг)

*2.2.5 Материальный тепловой баланс пара и питательной воды*

2.2.5.1 Материальный тепловой баланс по пару:

*α* = 1 + *α* + *α* + *α* (2.2.5.1)

*α* = 1 + 0,01 + 0,01 + 0,004 = 1,024

2.2.5.2 Материальный баланс по питательной воде:

*α* = *α* + *α* (2.2.5.2)

где *α* = 0,01

*α* = 1,024 + 0,01 = 1,034

*2.2.6 Сводная таблица параметров пара и воды*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Размерность | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | Д | К |
|  | МПа | 4,0 | 2,35 | 1,25 | 0,2 | 0,15 | 0,08 | 0,04 | 0,59 | 0,003 |
|  | кДж/кг | 3185,3 | 3068,8 | 2941,2 | 2659,7 | 2616,6 | 2534,5 | 2464,9 | 2755,5 | 2230,5 |
|  | С | 250,33 | 220,67 | 189,81 | 120,23 | 111,37 | 93,51 | 75,89 |  |  |
|  | С | 246,33 | 216,67 | 185,81 |  |  |  |  |  |  |
|  | С |  |  |  | 113,23 | 104,37 | 86,51 | 68,89 |  |  |
|  | т/ч | 26 | 32 | 10 | 28 | 16 | 7 | 4 | 18 | 171,83 |

*2.2.7 Расчет коэффициентов недовыработки пара в отборах турбины*

2.2.7.1 Коэффициент недовыработки пара в отборах для турбины без промперегрева:

= ()/() (2.2.7.1)

 = (3185,25 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,78

= ()/() (2.2.7.2)

 = (3068,84 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,68

= ()/() (2.2.7.3)

 = (2941,15 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,58

= ()/() (2.2.7.4)

 = (2656,67 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,35

= ()/() (2.2.7.5)

 = (2616,6 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,32

= ()/() (2.2.7.6)

 = (2534,49 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,25

= ()/() (2.2.7.7)

 = (2464,85 – 2230,46)/(3455 – 2230,46) = 0,19

*2.2.8 Определение расходов пара на турбину и абсолютных расходов пара и воды*

2.2.8.1 Расход пара на турбину  (при расчете  необходимо учесть расход пара на сетевые подогреватели с коэффициентом недовыработки пара):

= 3600/(.*η*. *η*) +  + (т/ч) (2.2.8.1)

где  - коэффициент недовыработки пара соответствующего отбора;

 =  +  + (+ + ) +…+  (2.2.8.2) =0,78.26+0,68.32+0,58.(10+18+80)+0,35.28+0,32.10+0,25.7+0,19.

.4 = 120,19

 = 3600.80/(1224,54.0,98.0,99) + 120,19 + 0,25.96,91 = 386,83 (т/ч)

2.2.8.2 Расход перегретого пара котлов:

= *α*. (т/ч) (2.2.8.3)

= 1,024.386,83 = 396,11 (т/ч)

2.2.8.3 Расход питательной воды:

= *α*. (т/ч) (2.2.8.4)

= 1,034.386,83 = 399,98 (т/ч)

2.2.8.4 Расход добавочной воды:

= *α*. (т/ч) (2.2.8.5)

= 0,02.386,83 = 7,74 (т/ч)

*2.2.9 Энергетические показатели турбоустановки и ТЭС*

2.2.9.1 Полный расход тепла на турбоустановку:

= ( - ).10 (МВт) (2.2.9.1)

= (3455 – 920,6) .10 = 272,33 (МВт)

2.2.9.2 Расход тепла на производство:

= .10 (МВт) (2.2.9.2) где - энтальпия пара производственного отбора;

- энтальпия конденсата производственного отбора;

= 0,3. (т/ч) (2.2.9.3)

= 0,3.80 = 24 (т/ч)

=  = 59,98 (МВт)

2.2.9.3 Расход тепла на турбоустановку для производства электроэнергии:

=  - (МВт) (2.2.9.4)

где  =  +  (МВт) (2.2.9.5)

= 60 + 59,98 = 119,98 (МВт)

= 272,33 – 119,98 = 152,35 (МВт)

*3 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ БЛОКА*

*3.1 Выбор регенеративных подогревателей*

Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяются числом имеющихся у турбин для эти целей отборов пара. При этом каждому отбору пара должен соответствовать один корпус подогревателя.

Регенеративные подогреватели низкого давления, как правило принимаются смешивающего типа число их определяется технико -экономическим обоснованием.

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва.

Подогреватели поверхностного типа поставляются в комплекте с турбиной. С турбоустановкой ПТ-80-130 устанавливаются подогреватели следующего типа:

ПН-130-16-10-2 – 4 шт. с техническими характеристиками: площадь поверхности теплообмена 130 м, номинальный массовый расход воды – 63,9 кг/с, расчетный тепловой поток – 7,3 МВт, максимальная температура пара – 400, гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды – 0,09 МПа, высота – 4680 мм, диаметр корпуса – 1020 мм.

ПВ-425-230-23-1 – 1 шт. с техническими характеристиками: площадь поверхности теплообмена: полная – 425 м, зона ОП – 42 м, зона ОК – 63 м, номинальный массовый расход воды – 152,8 кг/с, расчетный тепловой поток – 13 МВт, максимальная температура пара – 530, гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды – 0,25 МПа.

ПВ-425-230-50-1 – 1 шт. с техническими характеристиками: площадь поверхности теплообмена: полная – 477 м, зона ОП – 83 м, зона ОК – 41,5 м, номинальный массовый расход воды – 166,7 кг/с, расчетный тепловой поток – 14,5 МВт, максимальная температура пара – 416, гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды – 0,42 МПа.

ПВ-425-230-35-1 1 шт. с техническими характеристиками: площадь поверхности теплообмена: полная – 425 м, зона ОП – 42 м, зона ОК – 63 м, номинальный массовый расход воды – 152,8 кг/с, расчетный тепловой поток – 9,8 МВт, максимальная температура пара – 500, гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды – 0,25 МПа.

*3.2 Расчет и выбор деаэраторов*

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу.

На каждый блок устанавливается, по возможности, один деаэратор. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу для не блочных электростанции в течение не менее 7 мин. К основным деаэраторам предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления. Тепло выпара деаэраторов питательной воды используются в тепловой схеме станции.

3.2.1 Максимальный расход питательной воды:

 = (1 + *α* + *β*).*n*. (т/ч) (3.2.1)

где *n* – количество энергетических котлов блока;

α = 0,01 т/ч, β = 0,01 т/ч – соответственно расход питательной воды на продувку, пар собственных нужд котла в долях от паропроизводительности котла.

 = (1 + 0,01 + 0,01).1.420 = 428,4 (т/ч)

3.2.2 Минимальная полезная вместительность деаэраторного бака (БДП):

*υ* = *τ*. *υ*. (м) (3.2.2)

где *υ =* 1,1 м/ч – удельный объем воды;

*υ* = 7.1,1. = 54,98 (м)

Выбирается деаэратор типа ДП-500/65 ГОСТ-16860-77 повышенного давления с деаэраторным баком БДБ-65. Абсолютное давление в деаэраторе 0,6 МПа, подогрев воды в деаэраторе 10 – 40 С.

*3.3 Выбор питательных насосов*

Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать нижеследующим нормам. Для электростанций с общими питательными трубопроводами: на электростанциях включенных в энергосистемы, суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае останова любого из них оставшиеся должны обеспечивать номинальную паропроизводительность всех установленных котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а находится на складе, один питательный насос для всей электростанции (на каждый тип насоса).

3.3.1 Давление питательного насоса:

 =  + (МПа) (3.3.1)

Давление на выходе из насоса:

=  +  +  + ρ. (МПа) (3.3.2)

где  - давление в барабане котла:

 = + (МПа) (3.3.3)

где = 13,8 МПа – номинальное давление пара в котле;

= 1,4 МПа – гидравлическое сопротивление пароперегревателя барабанного котла;

 = 13,8 + 1,4 = 15,2 (МПа)

 - запас давления на открытие предохранительных клапанов (принимается для котлов с номинальным давлением пара от 0,4 МПа до 13,8 МПа – 5-8 % от рабочего давления пара):

= 0,08. (МПа) (3.3.4)

= 0,08.13,8 = 1,104 (МПа)

 - суммарное гидравлическое сопротивление нагнетательного тракта (МПа);

=  +  +  +  (МПа) (3.3.5)

где = 0,1 МПа – сопротивление клапана питания котла;

= 0,15-0,35 МПа – сопротивление трубопроводов от насоса до котла;

= 0,35-0,75 МПа – сопротивление экономайзера котла;

 - гидравлическое сопротивление подогревателей высокого давления (МПа):

=  +  +  (МПа) (3.3.6)

= 0,25 + 0,42 + 0,25 = 0,92 (МПа)

= 0,1 + 0,2 + 0,92 + 0,5 = 1,72 (МПа)

ρ= 0,806 т/м - средняя плотность воды в нагнетательном тракте;

= 48,6 м – высота столба воды на нагнетательной стороне насоса.

= 15,2 + 1,104 + 1,72 +  = 18,408 (МПа)

Давление на входе в насос:

=  - + *ρ*. (МПа) (3.3.7)

где = 0,6 МПа – давление в деаэраторе;

= 0,01 МПа – сопротивление водяного тракта до входа в питательный насос;

*ρ*= 0,909 т/м - плотность воды;

= 21 МПа – высота столба воды на всасывающей стороне насоса.

= 0,6 – 0,01 + 0,909. = 0,78 (МПа)

 = 18,408 – 0,78 = 17,628 (МПа)

3.3.2 Расход питательной воды:

= .1,1 (м/ч) (3.3.8)

= 428,4.1,1 = 471,24 (м/ч)

По расчетным значениям  = 17,628 МПа и = 471,24 м/ч выбирается питательный насос типа ПЭ-500-180 с основными техническими характеристиками: подача – 500 м/ч, давление насоса – 17,6 МПа, напор – 1975 м, допустимый кавитационный запас – 15 м, мощность двигателя – 3125 кВт.

*3.4 Выбор оборудования конденсационной установки*

Конденсационная установка включает в себя: конденсатор, конденсатные насосы, эжекторы, циркуляционные насосы. Эжекторы применяют как пароструйные, так и водоструйные.

*3.4.1 Выбор конденсатора*

Конденсатор входит в теплообменное оборудование, комплектующее турбину, и тип его всегда указан в перечне оборудования, поставляемого с турбиной. С турбоустановкой ПТ-80-130 устанавливается конденсатор типа 80КЦС-1, с основными техническими характеристиками: поверхность теплообмена – 9000 м, расход охлаждающей воды – 8000 м/ч, гидравлическое сопротивление – 36 кПа, количество корпусов – 1 шт.

*3.4.2 Выбор конденсатных насосов*

Типы и количество конденсатных насосов, хотя они указаны в оборудовании, комплектующем паровую турбину, должны быть выбраны, так как технические решения по выбору этих насосов в зависимости от различных условий могут быть не однозначны.

Конденсатные насосы выбираются по условиям максимального расхода пара в конденсатор, необходимому напору, температуре конденсата. Конденсатные насосы должны иметь резерв.

Для турбоустановки ПТ-80-130 принимается одноподъемная схема подачи конденсата.

3.4.2.1 Общая подача рабочих конденсатных насосов:

= 1,1. (т/ч) (3.4.2.1)

где = 171,83 т/ч – максимальный расход пара в конденсатор;

Коэффициент при  учитывает отвод в конденсатор дренажей системы регенерации, дренажей трубопроводов, ввод обессоленной воды и другие потоки.

= 1,1.171,83 = 189,01 (т/ч)

Напор конденсатных насосов определяется, исходя из давления в деаэраторе и преодоления сопротивления всей регенеративные системы и всего тракта от конденсатора до деаэратора, в том числе и высоты гидростатического столба в связи с установкой деаэратора на значительной высоте по условиям подпора питательных насосов.

3.4.2.2 Полный напор конденсатного насоса при одноподъемной схеме:

 = *k*. [** + 102.( - ) + ] (м) (3.4.2.2)

где  *k =* 1,2 *–* коэффициент запаса на непредвиденные нужды;

**= 25 м – геометрическая высота подъема конденсата (разность уровней в конденсаторе и деаэраторе);

,  - давление в деаэраторе, конденсаторе (МПа);

- сумма потерь напора в трубопроводах и регенеративных подогревателях низкого давления (м.вод.ст.):

=  +  +  +  (м.вод.ст.) (3.4.2.3)

где  - гидравлическое сопротивление ПНД (м.вод.ст.);

 - сопротивление охладителей уплотнений (м.вод.ст.);

 - сопротивление трубопроводов (м.вод.ст.);

 - сопротивление клапана питания деаэраторов (м.вод.ст.);

 = 9.4 + 5,5 + 15 + 40 = 96,5 (м.вод.ст.)

 = 1,2.[25 + 102.(0,6 – 0,003) + 96,5] = 218,87 (м)

По расчетным значениям = 189,01 т/ч и = 218,87 м выбираются в качестве конденсатных насосов – насосы типа КсВ-200-220 в количестве 2-х, из которых один насос рабочий, другой резервный. Основные технические характеристики: подача – 200 м/ч, напор – 220 м, допустимый кавитационный запас – 2 МПа, давление на входе – 0,392 МПа, частота вращения – 1500 об/мин, мощность двигателя – 168 кВт, КПД – 71 %.

*3.5 Выбор РОУ*

3.5.1 РОУ предназначена для уменьшения параметров пара участвующего в технологическом процессе. Для турбины типа ПТ РОУ устанавливается на линии острого пара от паровых котлов к турбине. Она выполняет функцию пусковой РОУ, а также является РОУ запаса при работе в заданном режиме нагрузок:

 =  -  (т/ч) (3.5.1)

 = 420 – 386,83 = 33,17 (т/ч)

Выбирается РОУ запаса производительностью 60 т/ч, с основными техническими характеристиками: давление свежего пара – 13,7 МПа, температура свежего пара – 560 С, параметры редуцированного пара: давление – 1,5-2,0 МПа, температура – 250 С.

3.5.2 Для резервирования пара теплофикационного отбора при работе турбины в конденсационном режиме устанавливается РОУ на линий теплофикационного отбора пара:

 =  +  (т/ч) (3.5.2)

 = 0 + 96,91 = 96,91 (т/ч)

Выбирается РОУ теплофикационного отбора производительностью 125 т/ч, с основными техническими характеристиками: давление свежего пара – 13,7 МПа, температура свежего пара – 560 С, параметры редуцированного пара: давление – 1,2-3,2 МПа, температура – 425-250 С.

3.5.3 Также РОУ устанавливают на линий производственного отбора пара:

 =  (т/ч) (3.5.3)

 = 80 (т/ч) (т/ч)

Выбирается РОУ производственного отбора производительностью 125 т/ч, с основными техническими характеристиками: давление свежего пара – 13,7 МПа, температура свежего пара – 560 С, параметры редуцированного пара: давление – 1,2-3,2 МПа, температура – 425-250 С.

*3.6 Выбор оборудования подпитки котлов*

*3.6.1 Выбор деаэраторов подпитки котлов*

На ТЭЦ с малыми добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации питательной воды, как правило, используются конденсаторы турбин.

На ТЭЦ с большими добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации, как правило, принимается вакуумные деаэраторы.

Деаэрации подлежат:

- обессоленная вода для восполнения потерь в цикле;

- вода из дренажных баков, куда должны направляться все потоки, имеющие открытый слив;

- слив конденсата от привода системы регулирования турбин, охлаждения электродвигателей, привода арматуры РОУ и т.д.

Производительность деаэратора выбирается по суммарному расходу всех потоков воды, поступающих в деаэратор.

Отпуск пара на производство = 80 т/ч, потери конденсата на производстве *β* = 30 %, внутристанционные потери конденсата *α*= 2 %

установленной производительности котла, продувка котла *α*= 1 % производительности котла.

Производительность котла = 420 т/ч.

Котел работает на газе и мазуте.

В деаэратор поступают потоки: обессоленная вода, конденсат с производства.

3.6.1.1 Расход обессоленной воды:

 = .( *α* + *α*) + *β*. (т/ч) (3.6.1.1)

где *α*= 0,051 – доля сброса продувочной воды в канализацию (при = 15,2 МПа, = 0,7 МПа, = 1,15 МПа)

 = 420.(0,02 + 0,051) + 0,3.80 = 53,82 (т/ч)

3.6.1.2 Сумма потоков, поступающих в деаэраторы подпитки котлов:

 =  + 0,7. (т/ч) (3.6.1.2)

 = 53,82 + 0,7.80 = 109,82 (т/ч)

По расходу = 109,82 т/ч возможна установка вакуумного деаэратора типа ДВ-150/3,8 в количестве 1 шт., с основными техническими характеристиками: абсолютное давление деаэратора – 0,0075-0,05 МПа, подогрев воды в деаэраторе – 15-25 С.

*3.6.2 Выбор насосов подпитки котлов*

Напор насосов выбирается по условию подачи воды в линию основного конденсата и должен быть не ниже напора основных конденсатных насосов турбины.

Подача насосов выбирается по величине суммы потоков, поступающих в деаэратор.

Выбираются насосы типа Кс-200-220.

Количество рабочих насосов:

 =  (шт.) (3.6.2.1)

 = = 0,51 (шт.)

С учетом резервного насоса к установке принимается 2 насоса Кс-200-220, с основными техническими характеристиками: подача – 200 м/ч, напор – 220 м, допустимый кавитационный запас – 2 МПа, давление на входе – 0,392 МПа, частота вращения – 1500 об/мин, мощность двигателя – 168 кВт, КПД – 71 %.

*3.7 Выбор оборудования подпитки теплосети*

Производительность ХВО и соответствующего оборудования для подпитки теплосети в открытых системах теплоснабжения принимается по расчетному среднечасовому расходу воды на горячее водоснабжение за отопительный период с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % суммарного объема воды в теплосети и 0,5 % от объема в транзитных магистралях.

При отсутствии фактических данных объем воды теплосети принимается из расчета: 65 м на 1 Гкал/ч при отсутствии транзитных магистралей.

Для открытых систем теплоснабжения предусматривается установка баков – аккумуляторов подготовленной воды емкостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за отопительный период. Число баков принимается не менее 2-х по 50 % расчетной емкости в каждом.

Расход подготовленной воды с ХВО:

= 0,0075.*υ* + 1,2. (т/ч) (3.7.1)

где *υ* - объем теплосети (м):

*υ*= *q*.**.3,6(м) (3.7.2)

где *q* = 65 м.ч/Гкал – объем воды в теплосети.

*υ*= 65.120.3,6 = 28080 (м)

 - расход воды на горячее водоснабжение (т/ч):

=  (т/ч) (3.7.3)

= = 171,84 (т/ч)

= 0,0075.28080 + 1,2.171,84 = 416,81 (т/ч)

По расходу воды с ХВО = 416,81 т/ч устанавливается вакуумный деаэратор типа ДВ-500/28, с основными техническими характеристиками: абсолютное давление деаэратора – 0,0075-0,05 МПа, подогрев воды в деаэраторе – 15-25 С.

По расходу воды на горячее водоснабжение = 171,84 т/ч необходима установка баков аккумуляторов общей емкостью 1800 м в количестве двух по 900 м каждый. Так как установленные на Казанской ТЭЦ-3 баки аккумуляторы обеспечивают необходимую емкость, то новые баки не устанавливаются.

Подпиточные насосы принимаются при открытых системах не менее

3-х насосов, в том числе один резервный насос.

Подпитка производится в обратную линию теплосети, где давление обычно около 0,2 – 0,4 МПа.

Для рассматриваемых условий принимаются насосы типа Д-200-36.

Количество рабочих насосов:

 =  (шт.) (3.7.4)

 = = 2,08 3 (шт.)

К установке принимаются 3 рабочих насоса Д-200-36 и один резервный, с основными техническими характеристиками: подача – 200 м/ч, напор – 36 м, частота вращения – 1500 об/мин, мощность двигателя – 40 кВт, КПД – 72 %.

*3.8 Выбор оборудования теплофикационных установок блока*

*3.8.1 Выбор подогревателей сетевой воды*

Производительность основных подогревателей сетевой воды на ТЭЦ выбирается по номинальной величине тепловой мощности теплофикационных отборов.

Подогрев сетевой воды в ОСП для турбоустановки ПТ-80-130 выполняется в одной ступени.

Тип сетевых подогревателей обычно указывается в перечне теплообменного оборудования паротурбинной установки, поставляемого в комплекте с турбиной.

Номинальная тепловая мощность отопительных отборов турбины

= 48 МПа, = 0 МПа при давлениях в верхнем отборе 0,15 МПа, в нижнем 0,08 МПа, температуре сетевой воды на входе в ОСП-1 – 70 С. По номинальной тепловой мощности отопительных отборов турбины и расходу сетевой воды возможна установка сетевого подогревателя ПСГ-1300-3-8-1 на верхнем и нижнем отборе, с основными техническими характеристиками: площадь поверхности теплообмена – 1300 м, рабочее давление в паровом пространстве – 3 кгс/см, в водяном пространстве – 8 кгс/см, номинальный расход воды – 2000т/ч, номинальный расчетный тепловой поток – 62,5 МВт.

*3.8.2 Выбор конденсатных насосов сетевых подогревателей*

Конденсатные насосы сетевых подогревателей при двухступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом на первой ступени подогрева, при одноступенчатом подогреве устанавливаются два конденсатных насоса без резерва.

Подача рабочих насосов и первой и второй ступени подогрева выбирается по суммарному расходу пара в отбор. При установки по одному рабочему насосу на каждой ступени подогрева устанавливается один резервный насос на первой ступени. При установки двух рабочих насосов на каждой ступени подогрева устанавливается один резервный насос на первой ступени подогрева с подачей равной подаче одного рабочего насоса.

Напор насосов выбирается по условию закачки конденсата сетевых подогревателей в линию основного конденсата турбины.

Расход пара в отопительные отборы турбины, из расчета тепловой схемы паротурбинной установки:

=  +  (т/ч) (3.8.2.1)

= 96,91 + 0 = 96,91 (т/ч)

Давление в линии основного конденсата: 2,16 МПа – после конденсатных насосов, после ПНД 2 – 1,88 МПа, после ПНД 3 – 1,79 МПа.

Давление в линии основного конденсата после ПНД 2 и ПНД 3 подчитаны с учетом их гидравлического сопротивлений (0,09 МПа каждого).

По данному расходу = 96,91 т/ч возможна установка 2-х насосов Кс-50-55 на нижнем сетевом и верхнем сетевом подогреватели, с основными техническими характеристиками насоса: подача – 50 м/ч, напор – 55 м, допустимый кавитационный запас – 1,8 МПа, давление на входе – 0,980 МПа, частота вращения – 3000 об/мин, мощность двигателя – 52 кВт, КПД – 65 %.

*3.8.3 Выбор сетевых насосов*

Сетевые насосы принимаются как с групповой установкой (не привязанные к турбоустановкам), так и с индивидуальной установкой. При установки сетевых насосов индивидуально у турбин число рабочих насосов принимается по два у каждой турбины производительностью 50 % каждый, при этом на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции или на каждый тип сетевых насосов.

Подача сетевых насосов определяется по расчетному расходу сетевой воды.

В связи с упрощением конструкций сетевых подогревателей давление воды в подогревателях ограничено 0,79 МПа (8 кгс/см). Требуемое давление воды в тепловых сетях 1,8 – 2,2 МПа. В связи с этим применяется двухступенчатая перекачка сетевой воды. Напор сетевых насосов первой ступени выбирается по условию преодоления сопротивления сетевых подогревателей и создания необходимого кавитационного запаса на всасе насосов второй ступени. Напор сетевых насосов второй ступени выбирается по требуемому давлению в тепловых сетях.

Расчетный расход сетевой воды в тепловых сетях подчитывается как сумма расчетного расхода ее на отопление и горячее водоснабжение.

Водонагреватели в зависимости от величины соотношения максимального расхода тепла на горячее водоснабжение  и максимального расхода тепла на отопление  присоединяют по двухступенчатой последовательно – смешанной схеме, так как  < 0,6.

3.8.3.1 Расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение:

 = *q*. .3,6 (т/ч) (3.8.3.1)

где *q* = 16,5 – удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение, для смешанной схемы (т/Гкал).

 = 16,5..3,6 = 170,12 (т/ч)

3.8.3.2 Расчетный расход сетевой воды на отопление:

 =  (т/ч) (3.8.3.2)

 =  = 1031,03 (т/ч)

3.8.3.3 Расчетный расход сетевой воды в тепловых сетях:

 =  +  (т/ч) (3.8.3.3)

 = 170,12 + 1031,03 = 1201,15 (т/ч)

При индивидуальной установке в качестве насосов первой и второй ступени выбираются сетевые насосы СЭ-500-70-16, с основными техническими характеристиками: подача – 500 м/ч, напор – 70 м, допустимый кавитационный запас – 10 м.вод.ст., давление на входе – 1,57 МПа, частота вращения – 3000 об/мин, мощность двигателя – 103 кВт, КПД – 82 %, температура перекачиваемой воды - 120С.

Количество сетевых насосов на одной ступени:

 =  (шт.) (3.8.3.4)

 =  = 2,4  3 (шт.)

*3.9 Выбор оборудования дополнительного запаса обессоленной воды*

*3.9.1 Выбор баков запаса обессоленной воды*

На электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемые вне здания. На не блочных электростанциях емкость баков принимается на 40 минут работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 2000 м.

Емкость баков дополнительного запаса обессоленной воды:

*υ*= 0,5. (м) (3.9.1.1)

где = 420 т/ч – паропроизводительность котла Е-420-13,8-560-ГМН.

*υ*= 0,5.420 = 210 (м)

Так как необходимый запас обессоленной воды для одного блока

*υ=* 210 м3 то ёмкость установленных на станции баков достаточна для этого запаса.

*3.9.2 Выбор насосов баков обессоленной воды*

Подача и количество насосов, откачивающих воду из баков обессоленной воды, должны обеспечивать нормальную одновременную подпитку цикла и 30 % расхода питательной воды в наибольшей турбоустановки.

Насосы устанавливаются в количестве не менее двух без резерва (первое условие).

Подача насосов баков обессоленной воды (первое условие):

 = *α*. + 0,3.(т/ч) (3.9.2.1)

 = 0,01.420 + 0,3.428,4 = 132,72 (т/ч)

Второе условие: емкость баков и подача насосов должны обеспечивать совмещенный пуск блоков, для ТЭЦ не более двух котлов наибольшей паропроизводительности. Ориентировочно на пуск барабанного котла требуется 15 % .

Подача насосов баков обессоленной воды (второе условие):

 = 0,15. (т/ч) (3.9.2.2)

 = 0,15.428,4 = 64,26 (т/ч)

Обессоленная вода подается в конденсатор турбин. Из этого условия выбирается необходимый напор насоса.

Выбирается 2 насоса Кс-80-155, с основными техническими характеристиками: подача – 80 м/ч, напор – 155 м, допустимый кавитационный запас – 1,6 м.вод.ст., давление на входе – 0,980 МПа, частота вращения – 3000 об/мин, мощность двигателя – 52 кВт, КПД – 65 %, температура конденсата – 160 С.

*3.9.3 Дренажные баки, баки слива из котлов*

На неблочных электростанциях допускается установка одного дренажного бака емкостью 15 м с двумя насосами и регулятором уровня на две – три турбины. Откачка воды из дренажных баков должна производиться в баки запаса обессоленной воды или в деаэратор.

На электростанциях устанавливаются, как правило, на каждые четыре – шесть котлов один общий бак слива емкостью 40 – 60 м.

*3.10 Определение производительности ХВО и выбор оборудования подогрева сырой воды на ХВО*

*3.10.1 Производительность ХВО парового котла блока с отдачей пара на производство*

Производительность водоподготовительной установки для ТЭЦ с отдачей пара на производство рассчитывается исходя из покрытия внутристанционных потерь конденсата в размере 2 % установленной паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производство с 50 % -ным запасом на возврат конденсата и покрытия потерь с продувкой котлов и испарителей:

 = 0,02. + 1,5.*β*. + 0,15. (т/ч) (3.10.1)

 = 0,02.420 + 1,5.0,02.80 + 0,15.29,76 = 15,264 (т/ч)

*3.10.2 Производительность ХВО подпитки теплосети для открытых систем теплоснабжения*

 = 0,0075.*υ* + 1,2. (т/ч) (3.10.2)

 = 0,0075.28080 + 1,2.171,84 = 416,81 (т/ч)

*3.10.3 Расход сырой воды на ХВО*

 = 1,25. + 1,4. (т/ч) (3.10.3)

где 1,25; 1,4 – коэффициенты учитывающие собственные нужды ХВО.

 = 1,25.416,81 + 1,4.15,264 = 542,38 (т/ч)

Сырая вода на ХВО подается насосами сырой воды через подогреватели и охладители производственного конденсата (на ТЭЦ с отдачей пара на производство), поэтому в схеме подогрева сырой воды могут быть установлены как пароводяные, так и водоводяные подогреватели.

Подогреватели выбираются по расходу сырой воды, давлению в трубной системе, давлению в корпусе подогревателя.

Насосы сырой воды выбираются по условию подачи воды на ХВО. Примерный напор насосов сырой воды 30 – 60 м.

Выбираются насосы сырой воды Д-320-50.

Количество рабочих насосов сырой воды:

*n =*  (шт.) (3.10.4)

*n =*  = 1,69 2 (шт.)

Устанавливаются 3 насоса Д-320-50, в том числе один резервный, с основными техническими характеристиками: подача – 320 м/ч, напор – 50 м, частота вращения – 3000 об/мин, мощность двигателя – 100 кВт, КПД – 65 %.

*4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТЕЙ БЛОКА В ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЕ, ВЫБОР ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ И ПОДПИТОЧНЫХ НАСОСОВ*

На тепловых электростанциях применяются следующие системы водоснабжения: прямоточная, оборотная с естественным и искусственными водоемами - охладителями, градирнями или брызгальными установками и комбинированные.

Выбор системы и источника водоснабжения производится в зависимости от района сооружения ТЭС.

Источниками водоснабжения являются реки, озера, моря, наливные водохранилища.

Оборотная система применяется при недостаточном дебите естественного источника водоснабжения или при значительном его удалении от станции.

*4.1 Определение потребностей блока в технической воде*

Суммарный расход воды на устанавливаемые турбоагрегаты рассчитывается по летнему режиму работы при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок, так как в летний период пропуск пара в конденсатор наибольший и температура охлаждающей воды наивысшая.

Для электростанций с турбинами “ПТ” расход охлаждающей воды принимается по среднему летнему режиму отборов пара на производство, но не ниже 60 % от расхода воды при конденсационном режиме.

Расход технической воды для турбины “ПТ” определяется из выражения:

= +  +  +  (т/ч) (4.1.1)

где = 8000 м/ч – расчетный расход охлаждающей воды при конденсационном режиме турбоагрегата типа ПТ-80-130 по техническим данным завода-изготовителя.

= (0,025 – 0,04) . (т/ч) (4.1.2)

= 0,03.8000 = 240 (т/ч)

= (0,012 – 0,025). (т/ч) (4.1.3)

= 0,02.8000 = 160 (т/ч)

= (0,003 – 0,008).(т/ч) (4.1.4)

= 0,005.8000 = 40 (т/ч)

= 8000 + 240 + 160 + 40 = 8440 (т/ч)

*4.2 Выбор циркуляционных насосов*

При оборотном техническом водоснабжении общее количество воды, состоящее из расхода циркулирующего в замкнутом контуре и расхода на другие нужды станции, может быть подчитано по формуле для прямоточного водоснабжения.

В системе с оборотным водоснабжением напор циркуляционного насоса определяется с учетом потребного свободного напора воды перед брызгальными соплами.

Напор циркуляционных насосов:

=  +  +  (м) (4.2.1)

где = 3-4 м.вод.ст. – геодезическая высота подачи воды от уровня воды в приемном колодце до верхнего сопла;

= 4-6 м.вод.ст. – сумма гидравлических сопротивлении водоводов;

= 4-5 м.вод.ст. – свободный напор перед брызгальными соплами.

= 4 + 4 + 5 = 13 (м)

При проектировании неблочных электростанции установку циркуляционных насосов следует предусматривать в центральных насосных станциях или в главном корпусе.

Тип насосов выбирается по необходимому напору и производительности, определяемой полным расходом воды на техническое водоснабжение.

Выбирается один насос ОПВ-2-87, с основными техническими характеристиками: подача – 7560-13332 м/ч, напор – 13,3-9 м, допустимый кавитационный запас – 12-10,7 м.вод.ст., частота вращения – 585 об/мин, мощность двигателя – 262-510 кВт, КПД – 65 %.

*4.3 Выбор насосов добавочной воды*

Расход воды на восполнение безвозвратной убыли складывается из потерь на испарение в охладителях циркуляционной воды, расхода на водоподготовку, и на охлаждение подшипников.

Расход воды на восполнение безвозвратной убыли:

 =  +  +  (т/ч) (4.3.1)

где - потери на испарение. Количество воды, теряемое в охладительном устройстве вследствие испарения, практически равно количеству пара, поступающего в конденсаторы турбин:

 =  (м/ч) (4.3.2)

 = 171,83 (м/ч)

- расход воды на водоподготовку для восполнения потерь в схемах подпитки котлов и подпитки теплосети (м/ч);

- расход воды на охлаждение подшипников и механизмов ТЭС:

 = (0,3 – 0,8)%  (т/ч) (4.3.3)

 = 0,005.8000 = 40 (т/ч)

 = 171,83 + 542,38 + 40 = 754,21 (т/ч)

Насосы добавочной воды устанавливаются на насосной станции в количестве трех: два рабочих и один резервный, каждый производительностью 50 %.

Трубопроводы добавочной воды, как правило, следует проектировать в одну нитку, при этом на площадке ТЭС следует предусматривать емкость запаса воды на период ликвидации аварии в системе подачи добавочной воды или подвод воды от резервного источника.

Выбираются насосы добавочной воды Д-500-65 в количестве 3-х, два рабочих и один резервный, с основными техническими характеристиками: подача – 500 м/ч, напор – 65 м, частота вращения – 1500 об/мин, мощность двигателя – 160 кВт, КПД – 76 %.

*5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСОВОГО РАСХОДА ТОПЛИВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ*

Для того чтобы рассчитать расход топлива котлоагрегатом, необходимо определить основные технические характеристики котлоагрегата. Так как в задании указано место расположения станции, а при выборе основного оборудования определен тип колоагрегата, его производительность и параметры пара, то необходимо, руководствуясь заводскими характеристиками, выбрать марку топлива, на котором планируется работа котлоагрегата.

По приведенным характеристикам, виду топлива и типу котлоагрегата определяется:

1. температура уходящих газов *υ*= 109С;
2. температура воздуха на входе в воздухоподогреватель = 30С;
3. температура горячего воздуха после воздухоподогревателя = 230 С.
4. по принятой температуре горячего воздуха  и виду топлива принимается тип воздухоподогревателя (регенеративный РВП) и компоновка “хвостовых” поверхностей нагрева.

5.1 Часовой расход топлива одним котлоагрегатом:

*η*.100 (кг/ч) (5.1)

где  =  - располагаемое тепло на 1 нм газообразного топлива (кДж/кг);

*η*= 93 % - коэффициент полезного действия брутто котлоагрегата (%);

- полное количество тепла, полезно отданное в котлоагрегат (кДж/ч):

 = .(*i - i*) (кДж/ч) (5.2)

где  =  - количество выработанного перегретого пара (кг/ч);

*i* - энтальпия перегретого пара, определяется по давлению и температуре у главной паровой задвижки (кДж/кг);

*i* - энтальпия питательной воды на входе в агрегат (кДж/кг).

 = 420.(3455 – 920,6) = 1064448000 (кДж/ч)

 = 32137,24 (кг/ч)

5.2 Часовой расход топлива с учетом механического недожога:

= . (кг/ч) (5.3)

= 32137,24. = 31365,95 (кг/ч)

5.3 Часовой расход мазута на один котлоагрегат:

 =  (кг/ч) (5.4)

где  - теплотворная способность газа;

 - теплотворная способность мазута.

 = 31365,95. = 29755,96 (кг/ч)

*6 ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО СТАНЦИИ*

*6.1 Выбор оборудования топливного хозяйства ТЭС на жидком топливе*

*6.1.1 Выбор мазутных баков*

Расчетный суточной расход мазута определяется, исходя из 20 – часовой работы всех установленных энергетических котлов при их номинальной производительности и 24 – часовой работы водогрейных котлов при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

Величина приемной емкости основного мазутного хозяйства принимается не менее 20 – ной % емкости цистерн, устанавливаемых под разгрузку, а перекачивающие насосы должны обеспечить перекачку мазута не более чем за 5 часов. Перекачивающие насосы должны иметь резерв.

Приемная емкость растопочного мазутного хозяйства должна быть не менее 120 м, а перекачивающие насосы устанавливаются без резерва.

Разогрев мазута в резервуарах мазутного хозяйства принимается циркуляционный, при этом разогрев осуществляется, как правило, по отдельному специально выделенному контуру.

Схема подачи мазута (одно – или двухступенчатая) в основном и растопочном мазутохозяйств принимается в зависимости от требуемого давления перед форсунками. Давление мазута перед форсунками с механическим распыливанием принимается 2 МПа или 3,5 – 4,0 МПа, с паровым распыливанием – от 0,4 МПа до 1,0 МПа.

Вязкость мазута должна быть не более 2,5 УВ для механических форсунок (для мазута марки 100 соответственно t = 135 С) и 6 УВ для паровых и ротационных форсунок. Подогреватели мазута устанавливаются после 1-й ступени мазутных насосов, схема установки подогревателей мазута и фильтров тонкой очистки должна предусматривать работу любого подогревателя и фильтра с любым насосом 1-й и 2-й ступени.

Емкость мазутохранилища для основного мазутного хозяйства определяется по формуле:

*V* = (м) (6.1.1.1)

где - количество установленных энергетических котлоагрегатов;

- часовой расход мазута на один котлоагрегат (т/ч);

*t*  - запас мазута в мазутохранилище для энергетических котлоагрегатов (сут.);

*γ* = 1000 кг/м - удельный вес мазута;

*V* = 20.1.29,75596.10.1 = 5951 (м)

Так как емкость мазутных баков, установленных на Казанской ТЭЦ-3, обеспечивают расчетную емкость *V* = 5951 м, то дополнительные баки не устанавливаются.

*6.1.2 Выбор насосов мазутного хозяйства*

В насосной основного мазутного хозяйства, кроме расчетного количества рабочего оборудования должно предусматриваться: по одному элементу резервного оборудования, насосы, подогреватели, фильтры тонкой очистки, по одному элементу ремонтного оборудования, основные насосы

1-й и 2-йступени.

Количество мазутных насосов каждой ступени основного мазутного хозяйства, должно быть не менее 4-х, в том числе по одному резервному и одному ремонтному. Для циркуляционного разогрева мазута предусматривается по одному резервному насосу и подогревателю. Оборудование основного мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью. Производительность основных мазутных насосов при выделенном контуре разогрева выбирается с учетом дополнительного расхода мазута на рециркуляцию в обратной магистрали при допустимых скоростях.

При использовании для циркуляционного разогрева мазута в баках насосов 1-го подъема их производительность должна быть увеличена против производительности насосов 2-го подъема на величину необходимого для разогрева мазута в баках.

Подача мазута к энергетическим и водогрейным котлам из основного мазутного хозяйства производится по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75 % номинальной производительности с учетом рециркуляции.

Производительность насосов мазутного хозяйства:

 = . .*k*.*υ* (м/ч) (6.1.2.1)

где  - количество энергетических котлов (шт.);

, - часовой расход мазута на энергетический котел (т/ч);

*υ* = 1 м/т – удельный объем мазута;

*k*= 1,1-1,4 – коэффициенты, учитывающие рециркуляцию мазута.

 = 1.29,76 .1,2.1 = 35,71 (м/ч)

Принимаем схему мазутного хозяйства с выделенным контуром циркуляционного разогрева. Исходя из значения  = 35,71 м/ч необходима установка 3 насосов второго подъема типа 4НК-51, из которых один резервный, один ремонтный, с основными техническими характеристиками: подача – 50 м/ч, напор – 60 м, частота вращения – 3000 об/мин, мощность двигателя – 17 кВт, КПД – 58 %, температура нефтепродуктов – 80 С. Установка мазутных насосов первого и второго подъема и насосов рециркуляции не требуется, так как установленные на Казанской ТЭЦ-3 насосы обеспечивают необходимую подачу мазута.

*6.1.3 Определение диаметра мазутопровода*

6.1.3.1 Диаметр мазутопровода из насосной в котельную:

 = 18,8(мм) (6.1.3.1)

где *Q* - расход мазута (м/ч);

 = 1,5-2 м/с - скорость мазута в трубопроводе.

 = 18,8.= 79,44 (мм)

Подача мазута в котельное отделение из основного мазутохозяйства производится по одному трубопроводу.

Выбирается трубопровод 1083,5 с основными техническими характеристиками: условный диаметр – 100 мм, масса – 9 кг/м.

6.1.3.2 Действительная скорость мазута в трубопроводе данного диаметра:

 (м/с) (6.1.3.2)

где *d* – внутренний диаметр:

 (мм) (6.1.3.3)

где = 108 мм – внешний диаметр трубопровода;

*S* = 3,5 мм – толщина стенки трубопровода.

*d* = 108 – 2.3,5 = 101 (мм)

=1,3 (м/с)

Действительная скорость мазута в трубопроводе *W* = 1,3 м/с не превышает рекомендуемой 2 м/с.

*6.2 Выбор оборудования топливного хозяйства ТЭС на газовом топливе*

Подвод газа к ТЭС от газораспределительной станции (ГРС) осуществляется по одной нитке к каждому газорегуляторному пункту (ГРП), резервный подвод газа не предусматривается. На каждом ГРП число параллельных установок, регулирующих давление газа, выбирается с одной резервной.

На ТЭС, где газ является основным топливом, производительность ГРП рассчитывается на максимальный расход газа всеми работающими котлами. ГРП оборудуется запорной арматурой до и после ГРП, фильтрами для очистки газа, автоматическими регуляторами давления газа «после себя», приборами для измерения давления и расхода газа, предохранительными клапанами и продувочными свечами.

Если газ поступает от ГРС с давлением порядка 0,7 МПа, то принимается одноступенчатое редуцирование газа до давления 0,13 МПа. При давлении газа, поступающего от ГРС с давлением порядка 1,3 МПа принимается двухступенчатое редуцирование 1,3 – 0,7 МПа, 0,7 – 0,13 МПа. Подвод газа от каждого ГРП в магистрали котельного отделения и от магистралей к котлам производится, как правило по одной нитке. Скорость газа в подводящем газопроводе принимается 60 – 80 м/с, а в газопроводе к котлам 10 – 50 м/с.

Газопровод к каждому котлу должен быть снабжен следующей арматурой и приборами: запорной задвижкой, импульсным, отсекающим, быстродействующим клапанами, продувочной свечой, расходомерами, манометрами, регулятором расхода газа в топку котла, запорной арматурой перед горелками.

*7 РАСЧЕТ И ВЫБОР ТЯГОДУТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ*

Тягодутьевые машины предназначены для следующих целей:

1. обеспечение тяги и дутья;
2. рециркуляция дымовых газов для регулирования температуры перегретого пара.

В соответствии с указанными целями применяются следующие тягодутьевые машины: дымососы и дутьевые вентиляторы (основные машины), дымососы рециркуляции.

Для котлов производительностью 500 т/ч и менее, устанавливают один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов допускается только при соответствующем обосновании. При установке на котел двух дымососов и двух вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50 %.

Выбор производится предварительно по сводным графикам характеристик ТДМ и затем окончательно по аэродинамическим характеристикам машин на основании  (расчетной производительности машины, м/ч) и  (приведенного полного давления машины, кгс/м). Причем при номинальной нагрузке котла дымососы должны работать при КПД не ниже 90 % максимального значения, а вентиляторы – не ниже 95 %.

 и  определяется в результате проведения аэродинамического расчета котельной установки.

Если аэродинамический расчет не производился, то расчетная производительность машины определяется по формуле:

= *β*.*V*. (м/ч) (7.1)

где *β*= 1,1 – коэффициент запаса по производительности для дымососа и для вентиляторов;

 – барометрическое давление: если высота местности над уровнем моря не превышает 100 м, то принимается = 730 мм.рт.ст.;

*V* – расход газа или воздуха при номинальной нагрузке котлоагрегата (м/ч);

При установке двух машин расход через каждую равен .

*7.1 Выбор дымососа*

7.1.1 Расход газов через дымосос при номинальной нагрузке котлоагрегата (м/ч):

*V* = = .(+ .). (м/ч) (7.1.1)

где - расчетный расход топлива с учетом механического недожога (кг/ч);

 = 0,1 - присос воздуха в газоходах котельной установки;

- температура дымовых газов у дымососа, при величине присоса за воздухоподогревателем 0,1, принимается равной температуре газов за воздухоподогревателем (температура уходящих газов):

 =  (С) (7.1.2)

где = 1,3, избыток воздуха в уходящих газах (за воздухоподогревателем) и их температура;

- температура холодного воздуха (принимается равной 24С);

=  = 102,93 (С)

- объем продуктов сгорания на 1 кг топлива при :

 =  + 1,0161..(- 1) (нм/кг) (7.1.3)

 = 10,73 + 1,0161.9,52.(1,3 – 1) = 13,63 (нм/кг)

*V* = = 31365,95.(13,63 + 0,1.9,52). = 629824,97 (м/ч)

= 1,1.629824,97. = 721279,01 (м/ч)

Производительность одного дымососа:

=  (м/ч) (7.1.4)

=  = 360639,5(м/ч)

7.1.2 Приведенное полное расчетное давление дымососа:

 =  (кг/м) (7.1.5)

где - коэффициент приведения расчетного давления дымососа к условиям, для которых построена заводская характеристика дымососа:

=  (7.1.6)

где = 0,137 кгс/м - плотность газов при 0С и 760 мм.рт.ст.;

*T* - абсолютная температура газов у дымососа (K);

 - абсолютная температура газов по заводской характеристике дымососа;

=  = 1,003

- полное расчетное давление дымососа (кг/м):

= . (кг/м) (7.1.7)

где = 1,2 - коэффициент запаса по давлению;

= 360 (кг/м) - перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке парогенератора, определяется по аэродинамическому расчету котельной установки. Если расчет не производился, то  принимается по справочным материалам;

= 1,2.360 = 432 (кг/м)

 = 1,003.432 = 433,3 (кг/м)

По значениям = 360639,5 м/ч и = 433,3 кг/м выбираются 2 дымососа ДН 242-0,62ГМ, с основными техническими характеристиками: центробежный, двустороннего всасывания, левого и правого вращения без противоизносной защиты, диаметр рабочего колеса – 2400 мм, производительность – 37000 м/ч, полное давление – 3,85 кПа, температура – 100 С, частота вращения – 740 об/мин, мощность на валу – 502 кВт, КПД –

84 %.

*7.2 Выбор дутьевого вентилятора*

По температуре воздуха на входе в воздухоподогреватель решается вопрос о необходимости или рециркуляции горячего воздуха на всас дутьевого вентилятора, или установки перед воздухоподогревателем паровых калориферов для подогрева холодного воздуха до необходимой температуры.

7.2.1 Расход воздуха через дутьевой вентилятор при наличии рециркуляции горячего воздуха (без специального вентилятора для рециркуляции):

*V* = *V*= .( -  + + ).(м/ч) (7.2.1)

где - присосы воздуха в топке;

- относительное количество рециркулирующего горячего воздуха:

= (+). (7.2.2)

где - отношение расхода воздуха на выходе из воздухоподогревателя к теоретически необходимому:

=  -  (7.2.3)

= 1,1 – 0,1 = 1

 - температура предварительно подогретого воздуха на входе в воздухоподогреватель (С);

= 24С - температура холодного воздуха;

 - температура горячего воздуха на выходе из последней ступени воздухоподогревателя (С);

= (1 + 0,2).= 0,036

*V* = *V*= 31365,95.9,52.(1,1 – 0,1 + 0,2 + 0,036). = 409631,9 (м/ч)

= 1,1.409631,9. = 469112,7 (м/ч)

Производительность одного дутьевого вентилятора:

= (м/ч) (7.2.4)

= = 234556,4 (м/ч)

7.2.2 Приведенное полное расчетное давление дутьевого вентилятора:

 =  (кг/м) (7.2.5)

где - коэффициент приведения расчетного давления дутьевого вентилятора к условиям, для которых построена заводская характеристика дымососа:

=  (7.2.6)

где = 0,132 кгс/м - плотность воздуха при 0С и 760 мм.рт.ст.;

*T* - абсолютная температура воздуха у дутьевого вентилятора (K);

 - абсолютная температура воздуха по заводской характеристике дымососа;

=  = 1,04

- полное расчетное давление дутьевого вентилятора (кг/м):

= .(кг/м) (7.2.7)

где = 1,15 - коэффициент запаса по давлению;

= 320 (кг/м) - перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке парогенератора, определяется по аэродинамическому расчету котельной установки. Если расчет не производился, то  принимается по справочным материалам;

= 1,15.330 = 379,5 (кг/м)

 = 1,04.379,5 = 394,68 (кг/м)

По значениям = 234556,4 м/ч и = 394,68 кг/м выбираются 2 дутьевых вентилятора ВДН-24-Пу, с основными техническими характеристиками: центробежный, двустороннего всасывания, левого и правого вращения, диаметр рабочего колеса – 2400 мм, производительность – 275000 м/ч, полное давление – 3,95 кПа, температура – 30С, частота вращения – 740 об/мин, мощность на валу – 350 кВт, КПД – 86 %.

*8 РАСЧЕТ И ВЫБОР ДЫМОВОЙ ТРУБЫ*

Для ТЭС основным типом труб является железобетонные с внутренней защитной футеровкой. В целях повышения надежности принимаются железобетонные дымовые трубы с вентилируемым каналом между стволом и футеровкой.

Количество дымовых труб должно быть минимальным.

Высота дымовых труб электростанций должна обеспечивать такое рассеивание золы, окислов серы, окислов азота и других вредных примесей, при котором концентрации их у поверхности земли становится меньше допустимых.

Расчет дымовой трубы ведется по расходу топлива при максимальной электрической нагрузке электростанции и тепловой нагрузке при средней температуре.

Для большинства отечественных топлив определяющей величиной при расчете высоты дымовых труб является содержание окислов серы и азота.

Поэтому при расчете высоты трубы должно учитываться суммарное действие сернистого ангидрида  и окислов азота в атмосфере.

8.1 Высота трубы определяется по формуле:

(м) (8.1)

где *A* = 120 – коэффициент, зависящий от температурной стратификации слоистого строения атмосферы;

*F* = 1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примеси в атмосфере;

*m* – коэффициент, учитывающий условия выхода из устья трубы. Определяется в зависимости от скорости выхода газов из трубы.

Ориентировочно принимаем для котла трубу высотой 120 м и диаметром устья 6 м.

8.1.1 Скорость выхода газов в устье трубы:

=  (м/с) (8.2)

где *N* – число труб (шт.);

- диаметр устья трубы (м);

- секундный расход удаляемых газов (м/с):

=  (м/с) (8.3)

где *V* – объем дымовых газов энергетического котла:

= = 174,95 (м/с)

= = 6,19 (м/с)

При = 6,19 м/с – *m* = 1.

*n* – безразмерный коэффициент, определяется в зависимости от .

 = 0,65. (8.4)

где = 174,95 - секундный расход удаляемых газов (м/с);

- разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха самого жаркого месяца в полдень (С):

= –  (С) (8.5)

= 102,93 – 24 = 78,93 (С)

*h* = 120 м – принятая высота трубы;

 = 0,65.= 3,16

при значении = 3,16 > 2 – *n* = 1.

- предельно допустимая концентрация сернистого ангидрида :

= 0,5 мг/м.

- предельно допустимая концентрация двуокиси азота :

= 0,085 мг/м.

- выброс *SO* из котельной (г/с):

= 2.10...(1 - ).(1 - ) (г/с) (8.6)

где - секундный расход топлива котла (кг/с):

=  (кг/с) (8.7)

где *B* –часовой расход газа энергетического котла:

=  = 8,93 (м/с)

= 2\*10..8,93.(1 – 0,02).(1 - ) = 256,24 (г/с)

*N*- выброс *NO* из котельной (г/с):

= 0,034.. *k* ...(1 - ). (г/с) (8.8)

где = 0,85 безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход из окислов азота, качество топливо;

*k* – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива (кг/т):

*k* =  (кг/т) (8.9)

*k* = = 8,13 (кг/т)

= 1 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

= 0,034.0,85.8,13.8,93.35,615. (1 – ).1 = 72,93 (г/с)

*N* – количество дымовых труб на станции;

*P*= 1 – поправочный коэффициент для расчета многоствольных труб.

 = 83,11(м)

Так как на Казанской ТЭЦ-3 имеются 2 трубы высотой 150 м и 240 м удовлетворяющие расчетной высоте труб, то котлы устанавливаемого блока подключаются к одной из этих труб.

*12 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАНЦИЙ*

*Исходные данные для расчета*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование. | Обозн-ачения | Ед.  Изм | ПТ-60/75- 130/13 | ПТ-135/160-130-15 | Т-100/120-130 | Т-50/60-130 | Р-50-130-13 | Р-40-130-13 | ПТ-80/100-130/13 |
| Электрическая мощность:  Номинальная  Максимальная | Nн  Nм | МВт  МВт | 60  75 | 135  165 | 105  120 | 50  60 | 50  60 | 40  50 | 80  100 |
| Расход свежего пара на турбину:  Номинальный  Максимальный | Dнт  Dмт | т/ч  т/ч | 350  392 | 750  760 | 460  465,1 | 245,2  260 | 370  480 | 370  480 | 450  470 |
| Расход пара на производственные цели, отопление. | Dпно  Dотно | т/ч  т/ч | 100  140 | 210  320 | 310 | 174 | 332 | 332 | 185  130 |
| Отпуск теплоты на производственные цели, отопление. | Qпно  Qотно | ГДж/ч  ГДж/ч | 220  364 | 461  832 | 685 | 385 | 983,4 | 983,4 | 481  280 |
| Вид сжигаемого топлива. |  |  | Газ | Газ | Газ | Газ | Газ | Газ | Газ |
| Схема технологических связей. |  |  | Поперечные связи | Блочные связи | Поперечные связи | Поперечные связи | Поперечные связи | Поперечные связи | Поперечные  связи |

Установленная мощность Казанской ТЭЦ-3: = 440 МВт.

*12.1 Расчёт абсолютных и удельных вложений капитала в новое строительство станций*

12.1.1 Абсолютные вложения капитала в строительство ТЭЦ при разнотипном оборудовании:



 (тыс.руб.) (12.1.1)

где – капиталовложения в головную турбину [2], прил.2, табл.1;

– капиталовложения в каждый последующий блок [2], прил.2, табл.1;

*К* – капиталовложения в пиковые водогрейные котлы [2], прил.2, табл.4;

*Крс*– поправочный коэффициент на территориальный район строительства [2], прил.3;

*К*1 – коэффициент, учитывающий вид системы технического водоснабжения при оборотной системе;

*К*– индекс перехода от базовых цен 1991 г к текущим ценам 2004 г по данным Департамента инвестиций ОАО «ФСК ЕЭС»;

=[33260 + 24500 + 2.4450 + 9480 + 15780 + 3.12600 + 19950 + 47300 + +4.4600 + 2.9200] .1.1.15 = 3506550 (тыс.руб.)

12.1.2 Удельные вложения капитала:

=  (руб./кВт) (12.1.2)

=**=** 7969,43(руб./кВт)

12.1.3 Величина удельных вложений капитала для сравнения:

**= ...(руб./кВт)

(12.1.3)

**=

= 6550,57 (руб./кВт)

*12.2 Энергетические показатели работы электростанции.*

12.2.1 Годовой отпуск теплоты с коллекторов электростанции. 12.2.1.1 Часовой отпуск пара на производство с коллекторов ТЭЦ:

 (т/ч) (12.2.1)

где  – средний коэффициент неравномерности нагрузки производственного отбора;

∑ *D*– суммарный номинальный расход пара в производственные отборы всех соответствующих типов турбин [2], прил.1, табл.2;

∑= 0,75.(460 + 666) = 843 (т/ч)

12.2.1.2 Годовой расход пара из производственных отборов всех турбин:

*=*.*/*1000 (тыс.т/год) (12.2.2)

где **– число часов использования производственных отборов в течении года для Казанской ТЭЦ-3.

** = 843.4500/1000 = 3793,5 (тыс.т/год)

12.2.1.3 Годовой отпуск теплоты на производственные цели:

*=*. (тыс.ГДж/год) (12.2.3)

где = 2,6 ГДж/т – разность энтальпии пара в производственном отборе и энтальпии возвращаемого конденсата;

** = 3793,5.2,6 = 9863,1 (тыс.ГДж/год )

12.2.1.4 Часовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин:

**=(+) (ГДж/ч) (12.2.4)

где – суммарный номинальный отпуск теплоты в отопительные отборы всех соответствующих типов турбин [2], прил.1, табл.2;

= 0,9 – коэффициент неравномерности тепловой нагрузки в течении отопительного периода;

**= 0,9.(681 + 1070) = 1575,9 (ГДж/ч)

12.2.1.5 Годовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин:

*= *.*hот*/1000 (тыс. ГДж/год) (12.2.5)

где  *hот* – число часов использования отопительного отбора для г.Казани [2], прил.5.

**=1575,9.5232/1000 =8245,1 (тыс. ГДж/год)

12.2.1.6 Суммарный часовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ от водогрейных котлов:

 (ГДж/ч) (12.2.6)

где – часовой отпуск теплоты на отопление и горячее водоснабжение с коллекторов Казанской ТЭЦ-3;

– суммарный часовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин [2], по формуле 12.2.1.4.

 (ГДж/ч)

12.2.1.7 Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ за счет водогрейных котлов:

 (тыс. ГДж/год) (12.2.7)

где – число часов использования пиковой отопительной нагрузки; зависит от продолжительности отопительного периода и средней температуры наружного воздуха [2], прил.5, 6.

 (тыс. ГДж/год)

12.2.1.8 Общий годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ:

 (тыс. ГДж/год) (12.2.8)

(тыс. ГДж/год)

12.2.2 Выработка и отпуск электроэнергии с шин станции

12.2.2.1 Годовая выработка электроэнергии электростанцией:

*=*./1000 (тыс. МВт.ч/год) (12.2.9)

где – число часов использования установленной мощности по графику электрической нагрузки.

**=440.6500/1000 = 2860 (тыс. МВт.ч/год)

12.2.2.2 Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, среднее значение в целом по станции:

(%) (12.2.10)

где – суммарные удельные расходы электроэнергии на собственные нужды для всех соответствующих типов турбин, % [2], прил.7 табл.1;

** =  (%)

12.2.2.3 Годовой расходы электроэнергии на собственные нужды в целом по ТЭЦ:

 (тыс. МВт.ч/год) (12.2.11)

**=  (тыс. МВт.ч/год)

12.2.2.4 Годовой расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск теплоты:

*= *.** /1000 (тыс. МВт.ч/год) (12.2.12)

**– удельный расход электроэнергии собственных нужд на отпуск единицы теплоты [2], по табл.2;

** = 5.19903,33/1000 = 99,52 (тыс. МВт.ч/год)

12.2.2.5 Годовой расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск электроэнергии:

* =*– ** (тыс. МВт.ч/год) (12.2.14)

** = 250,54 – 99,52 = 151,02 (тыс. МВт.ч/год)

12.2.2.6 Удельный расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск электроэнергии:

* = *.100*/* (%) (12.2.15)

** =151,02.100/2860 = 5,28 (%)

12.2.2.7 Удельный расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск электроэнергии, для сравнения:

 (%) (12.2.16)

где – суммарное значения удельных расходов электроэнергии на собственные нужды на отпуск электроэнергии для всех соответствующих типов турбин, % [2], прил.7, табл.2;

=  (%)

12.2.2.8 Годовой отпуск электроэнергии с шин станции:

* = * (тыс. МВт.ч/год) (12.2.17)

** = 2860 – 250,54 = 2609,46 (тыс. МВт.ч/год)

12.2.3 Годовой расход условного топлива.

12.2.3.1 Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии.

По данным Казанской ТЭЦ-3.

Для турбины ПТ-60-130

*bэ(н)о(ПТ)* = 324 г у.т./кВт.ч

Для турбины ПТ-135-130/13

*bэ(н)о(ПТ)* = 319 г у.т./кВт.ч

Для турбины Т-50-130

*bэ(н)о(Т)* = 307 г у.т./кВт.ч

Для турбины Т-100-130

*bэ(н)о(Т)* = 304 г у.т./кВт.ч

Для турбин Р-50-130, Р-40-130

*bэ(н)о(Р)* = 267 г у.т./кВт.ч

В среднем по станции:

 (г у.т/кВт.ч) (12.2.18)  ** = 

(г у.т/кВт.ч)

12.2.3.2 Среднегодовой удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии в целом по станции:

*=* (г у.т/кВт.ч) (12.2.19)

где *k* – коэффициент, учитывающий переменный режим работы оборудования в зависимости от сезона, расхода топлива на пуски и остановы основного оборудования, содержание в горячем резерве и при отклонении параметров от нормальных.

В зависимости от топлива: для газа *k* = 1,12 – 1,15.

** =1,14.304,1 = 346,67 (г у.т/кВт.ч)

12.2.3.3 Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии для сравнения.

Определить по среднеотраслевым удельным расходам условного топлива каждого типа турбины по прил. 20:

 (г у.т/кВт.ч) (12.2.20)

*bэ(срав)о*==

= 350,2 (г у.т/кВт.ч)

12.2.3.4 Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии без учёта расхода электроэнергии на собственные нужды:

** =  (тыс. т у.т/год) (12.2.21)

**=  (тыс. т у.т/год)

12.2.3.5 Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты без учёта расхода электроэнергии на собственные нужды:

 (тыс. т у.т/год) (12.2.22)

где = 34 – 36 кг у.т./ГДж – среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск теплоты без учёта расхода электроэнергии на собственные нужды;

 = .19903,33 = 696,6 (тыс. т у.т/год)

12.2.3.6 Годовой расход условного топлива в целом по станции:

* = +* (тыс.т у.т./год) (12.2.23)

** = 936,12+696,6 = 1632,72 (тыс.т у.т./год)

12.2.3.7 Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учётом электроэнергии собственных нужд:

*= +*.**/1000 (тыс. т.у.т./год) (12.2.24)

** = 696,6 + 346,67.99,52/1000 = 731,1 (тыс. т.у.т./год)

12.2.3.8 Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии с учётом электроэнергии собственных нужд:

**= **–** (тыс. т.у.т./год) (12.2.25)

**= 1632,72-731,1 = 901,62 (тыс. т.у.т./год)

12.2.3.9 Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

= **1000/ (г у.т/кВт.ч) (12.2.26)

=894,35.1000/2602,6 = 343,64 (г у.т/кВт.ч)

12.2.3.10 Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты:

=**1000/ (кг у.т./ГДж) (12.2.27)

= 731,1.1000/19903,33 = 36,73 (кг у.т./ГДж)

12.2.3.11 Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты для сравнения:

 (кг у.т./ГДж) (12.2.28)

где – удельные расходы условного топлива по отпуску теплоты для соответствующих типов турбин [2], по прил. 20;

 = =

=  (кг у.т./ГДж)

12.2.3.12 КПД станции по отпуску электроэнергии:

= (%) (12.2.29)

=  (%)

12.2.3.13 КПД станции по отпуску теплоты:

** =  (%) (12.2.30)

** =  (%)

12.2.3.14 Коэффициент использования топлива:

** =  (%) (12.2.31)

**= (%)

12.2.3.15 Годовой расход натурального топлива в целом по станции:

*=*.29330/(тыс. т.н.т/год) (12.2.32)

где =35615 кДж/кг – удельная теплота сгорания газа [2], прил.12.

**= 1632,72.29330/35615 = 1344,59 (тыс. т.н.т/год)

*12.3 Издержки производства электрической и тепловой энергии по экономическим элементам затрат*

В проекте расчет затрат проводим на ПЭВМ.

Ввод в компьютерную программу исходных данных для расчета себестоимости продукции на Казанской ТЭЦ-3:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Величина | Размерность |
| 1. МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ.  1.1. Топливо на техноло­гические цели  1.1.1. Договорная цена на топливо  1.1.2. Годовой расход на­турального топлива  1.1.3. Годовой расход условного топлива.  1.2. Затраты на вспомога­тельные материалы  1.2.1.Установленая мощ­ность  1.2.2. Норматив затрат на вспомогательные матери­алы.  1.2.3. Коэффициент инф­ляции на вспомогатель­ные материалы.  1.3. Стоимость работ и услуг производственного характера  1.3.1. Норматив стоимости работ и услуг  1.3.2. Коэффициент инф­ляции по услугам  1.4. Плата за воду в бю­джет в целом по ТЭЦ  1.4.1. Коэффициент ин-  фляции по воде  2. ОПЛАТА ТРУДА про­мыш ленно-производственного персонала.  2.1. Тарифная ставка 1-го разряда на 2004г.  2.2. Средний тарифный ко­эффициент.  2.3. Средний коэффициент учитывающий компенса­ционные выплаты -"-  2.4. Средний коэффициент учитывающий стимули­рующие доплаты -"-  2.5. Районный коэффици­ент к зарплате.  2.6. Численность промыш­ленно-производственного персонала.  3. ЕДИНЫЙ СОЦИАЛЬ­НЫЙ НАЛОГ на 2004г.  3.1. Ставка единого социа­льного налога  4. АМОРТИЗАЦИЯ ОС­НОВНЫХ ФОНДОВ.  4.1. Капитальные вложе­ния в строительство ТЭЦ  4.2. Средняя норма амор­тизации на реновацию.  5. ПРОЧИЕ ЗАТРАТЫ.  5.1. Отчисления в ремон­тный фонд.  5.1.1. Средний норматив отчислений в ремонтный фонд в целом по ТЭЦ .  5.2. Обязательные страхо­вые платежи.  5.2.1. Норматив обязатель­ного страхования имуще­ства на.  5.3. Плата за выбросы за­грязняющих веществ в окружающую среду.  5.3.1. Коэффициент инф­ляции по загрязняющим веществам.  5.3.2. Нормативы платы по выбросам:  -окись углерода  -окись азота  5.3.3. Удельная теплота сгорания топлива.  5.4. Плата за землю.  Площадь земли под ТЭЦ  5.4.1. Удельная площадь производственной площа­дки ТЭЦ с учетом гради­рен.  5.4.2. Ставка земельного налога с учётом повыше­ния платы за землю.  5.4.3. Удельная площадь мазутохранилища.  5.5. Другие отчисления.  5.5.1. Норматив других отчислений.  6. ГОДОВОЙ РАСХОД условного топлива на от­пуск электроэнергии с учётом собственных нужд.  7. Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ.  8. Общий годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ. | *Н*  *К*  =...      *ОТ*  *есн*  *И*  *Н*  *Иесн*      100  *есн*  *Н*      *Н*  *рф*  *Н*  *СТ*  *си*  *К*  *Н*  *Иси*      100  *СО*  *Н*  2  *NО*  *Н*  *ТС*  *ОБЩ*  *ОБЩ*  *ЗИ*  *ЗЕМ*  *F*19903,33анилищаземли под ТЭЦ оимости:анных для расчета себестоимости продукции на Казанской ТЭЦ-3:МХ  *F*  *F*  *где*  *F*  *С*  *Пл*          1    *МХ*  *f*  =  *др*  *отч*  *Н*  *Г*  *ОТП*  *Q* | 846  1344,59  1632,72  440  72  5,5  17  5,5  1595,349  7,245  2129  2,1  1,24  1,3  1,0  603  36  3506550  3,6  4,5  0,15  132  85  4675  35615  7,05  219  1,085  2  901,62  2609,46  19903,33 | руб/тн.т  тыс.тн.т./год  тыс.ту.т./год  МВт  руб/кВт  руб/кВт  тыс.руб/год  руб/месяц  чел.  %  тыс .руб.  %  %  %  руб./т  руб./т  кДж/кг  га/100 МВт  руб/га  га  %  тыс.ту.т./год  тыс.МВтч/г  тыс. ГДж/г |

Результаты расчетов на ПЭВМ себестоимости:

12.3.1 Материальные затраты

Топливо на технологические цели (тыс.pуб/год): 1137523,14

Цена одной тонны условного топлива (pуб/тут): 696,71

Затpаты на вспомогательные матеpиалы

(тыс.pуб/год): 174,24

Стоимость услуг и pабот пpоизводственного

хаpактеpа (тыс.pуб/год): 41,14

Матеpиальные затpаты (тыс.pуб/год): 1139368

12.3.2 Затраты на оплату труда

Годовой фонд оплаты тpуда на одного

человека (тыс.pуб/чел.год): 82,07

Затpаты на оплату тpуда (тыс.pуб/год): 49490,12

Коэффициент обслуживания (МВт/чел.): 0,73

Сpеднемесячная заpплата (pуб/месяц): 6839,43

12.3.3 Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды (тыс.pуб/год): 17816,44

12.3.4 Амортизация основных фондов

Стоимость основных фондов (тыс.pуб): 3155895

Амоpтизация основных фондов (тыс.pуб/год): 113612,22

12.3.5 Прочие затраты

Отчисления в pемонтный фонд(тыс.pуб/год): 142015,28

Стpахование госудаpственного имущества

(тыс.pуб/год): 4733,84

Пpочие отчисления (тыс.pуб/год): 63117,9

Плата за выбpосы:

- окиси азота 7299,21

- окиси углерода 120,69

- загpязняющих веществ (тыс.pуб/год): 7419,89

Плата за землю:

Площадь земли под производственную площадку

эл.станции(га) 31,02

Площадь мазутохранилища(га) 1,92

Плата за землю (тыс.pуб/год): 7213,86

Пpочие затpаты-всего (тыс.pуб/год): 224500,78

* + 1. Годовые издержки электростанций по

экономическим элементам затрат (тыс.pуб/год) 1544787,55

*12.4 Калькуляция проектной себестоимости электрической энергий и теплоты*

Коэффициент pаспpеделения затpат

на электpическую энеpгию 0,55

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Годовые издеpжки, отнесенные на отпуск

электpической энеpгии (тыс.pуб) 853061,98

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Годовые издеpжки, отнесенные на отпуск

теплоты (тыс.pуб) 691725,57

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Себестоимость отпущенной электpической

энеpгии (коп/кВт.ч) 32,69

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Себестоимость отпущенной тепловой

энеpгии (pуб/ГДж) 34,75

*Таблица – калькуляция затрат и себестоимости электрической и тепловой энергии на Казанской ТЭЦ-3*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование  статей затрат | Годовые издержки  производства | | Электрическая  энергия | | Тепловая энергия  (теплота) | |
| И,  тыс.руб./  год | Структу-  ра  % | Издержки  по отпуску  электро-  энергии,  Иэ,  тыс.руб/  год | Себестои-  мость  отпущен-  ной эл.  энергии,  Sэо  коп/кВтч | Издержки по  отпуску  тепловой  энергии,  Ит , тыс.  руб./год | Себстои-  мость по  отпуску  тепловой  энергии,  Sто  руб/ГДж |
| 1. Материальные  затраты в т.ч.  топливо на  технологические цели | 1139368,0  1137523,1 | 73,8  73,6 | 629181,4  628162,6 | 24,11  24,07 | 510186,6  509360,6 | 25,63  25,59 |
| 2. Затраты на  оплату труда | 49490,1 | 3,1 | 27329,4 | 1,05 | 22160,7 | 1,11 |
| 3 . Отчисления на  социальные  нужды | 17816,4 | 1,2 | 9838,6 | 0,38 | 7977,9 | 0,40 |
| 4. Амортизация  основных  фондов | 113612,2 | 7,4 | 62738,9 | 2,4 | 50873,3 | 2,56 |
| 5. Прочие  затраты | 224500,8 | 14,5 | 123973,7 | 4,75 | 100527,0 | 5,05 |
| Итого: | 1544787,6 | 100 | 853062,0 | 32,69 | 691725,6 | 34,75 |

*12.5 Специальное задание: реконструкция Казанской ТЭЦ-3*  ***(*** *демонтаж турбины ПТ-60/75-130/13 с установкой турбины ПТ-80/100-130/13)*

*Расчет ведется по формулам основного расчета*

Установленная мощность Казанской ТЭЦ-3 после реконструкции: = 460

*12.5.1 Расчёт абсолютных и удельных вложений капитала в*

12.5.1.1 Абсолютные вложения капитала в строительство ТЭЦ при разнотипном оборудовании:

=[13300.0,8+24500+2.4450+9480+15780+3.12600+19950+47300+4.4600+2.

.9.200] .1.15 = 3167250 (тыс.руб.)

12.5.1.2 Удельные вложения капитала:

=**=** 6885,33(руб./кВт)

12.5.1.3 Величина удельных вложений капитала для сравнения:

**=

(руб./кВт)

*12.5.2 Энергетические показатели работы электростанции*

12.5.2.1 Годовой отпуск теплоты с коллекторов электростанции. 12.5.2.1.1 Часовой отпуск пара на производство с коллекторов ТЭЦ:

∑= 0,75(185+320+332.2) = 876,75 (т/ч)

12.5.2.1.2 Годовой расход пара из производственных отборов всех турбин:

** = 876,75.4500/1000 = 3945,38 (тыс.т/год)

12.5.2.1.3 Годовой отпуск теплоты на производственные цели:

** = 3945,38.2,6 = 10257,99 (тыс.ГДж/год)

12.5.2.1.4 Часовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин:

**= 0,9(280+385,0+685+461) = 1629,9 (ГДж/ч)

12.5.2.1.5 Годовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин:

**= 1629,9.5232/1000 = 8527,64 (тыс. ГДж/год)

12.5.2.1.6 Суммарный часовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ от водогрейных котлов:

 (ГДж/ч)

12.5.2.1.7 Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ за счет водогрейных котлов:

 (тыс. ГДж/год)

12.5.2.1.8 Общий годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ:

(тыс. ГДж/год)

12.5.2.2 Выработка и отпуск электроэнергии с шин станции

12.5.2.2.1 Годовая выработка электроэнергии электростанцией:

**= 460.6500/1000 = 2990 (тыс. МВт.ч/год)

12.5.2.2.2 Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, среднее значение в целом по станции:

** =  (%)

12.5.2.2.3 Годовой расходы электроэнергии на собственные нужды в целом по ТЭЦ:

**=  (тыс. МВт.ч/год)

12.5.2.2.4 Годовой расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск теплоты:

** = 5.20530,43/1000 = 102,65 (тыс. МВт.ч/год)

12.5.2.2.5 Годовой расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск электроэнергии:

** = 260,43– 102,65 = 157,78 (тыс. МВт.ч/год)

12.5.2.2.6 Удельный расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск электроэнергии:

** = 157,78.100/2990 = 5,28 (%)

12.5.2.2.7 Удельный расходы электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на отпуск электроэнергии, для сравнения:

=  (%)

12.5.2.2.8 Годовой отпуск электроэнергии с шин станции:

** = 2990 – 260,43 = 2729,57 (тыс. МВт.ч/год)

12.5.2.3 Годовой расход условного топлива.

12.5.2.3.1 Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

Для турбины ПТ-80-130

*bэ(н)о(ПТ)* = 321 г у.т./кВт.ч

Для турбины ПТ-135-130/13

*bэ(н)о(ПТ)* = 319 г у.т./кВт.ч

Для турбины Т-50-130

*bэ(н)о(Т)* = 307 г у.т./кВт.ч

Для турбины Т-100-130

*bэ(н)о(Т)* = 304 г у.т./кВт.ч

Для турбин Р-50-130, Р-40-130

*bэ(н)о(Р)* = 267 г у.т./кВт.ч

В среднем по станции:

** = 

(г у.т/кВт.ч)

12.5.2.3.2 Среднегодовой удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии в целом по станции:

** = 1,14.304,45 = 347,07 (г у.т/кВт.ч)

12.5.2.3.3 Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии для сравнения:

*bэ(срав)о*= 

(г у.т/кВт.ч)

12.5.2.3.4 Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии без учёта расхода электроэнергии на собственные нужды:

**=  (тыс. т у.т/год)

12.5.2.3.5 Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты без учёта расхода электроэнергии на собственные нужды:

 =  = 718,57 (тыс. т у.т/год)

12.5.2.3.6 Годовой расход условного топлива в целом по станции:

** = 982,98+718,57= 1701,55 (тыс.т у.т./год)

12.5.2.3.7 Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учётом электроэнергии собственных нужд:

** = 718,57+347,07.102,65/1000 = 754,197 (тыс. т.у.т./год)

12.5.2.3.8 Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии с учётом электроэнергии собственных нужд:

**= 1701,55-754,197 = 947,353 (тыс. т.у.т./год)

12.5.2.3.9 Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

= 947,353.1000/2729,57 = 347,07 (г у.т/кВт.ч)

12.5.2.3.10 Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты:

= 754,197.1000/20530,43 = 36,74 (кг у.т./ГДж)

12.5.2.3.11 Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты для сравнения:

 = 

(кг у.т./ГДж)

12.5.2.3.12 КПД станции по отпуску электроэнергии:

=  (%)

12.5.2.3.13 КПД станции по отпуску теплоты:

** =  (%)

12.5.2.3.14 Коэффициент использования топлива:

**=  (%)

12.5.2.3.15 Годовой расход натурального топлива в целом по станции:

**= 1701,55.29330/35615 = 1401,28 (тыс. т.н.т/год)

*12.5.3 Издержки производства электрической и тепловой энергии по экономическим элементам затрат*

В проекте расчет затрат проводим на ПЭВМ.

Ввод в компьютерную программу исходных данных для расчета себестоимости продукции на Казанской ТЭЦ-3:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Обозначение | Величина | Размерность |
| 1. МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ.  1.1. Топливо на техноло­гические цели  1.1.1. Договорная цена на топливо  1.1.2. Годовой расход на­турального топлива  1.1.3. Годовой расход условного топлива.  1.2. Затраты на вспомога­тельные материалы  1.2.1.Установленая мощ­ность  1.2.2. Норматив затрат на вспомогательные матери­алы.  1.2.3. Коэффициент инф­ляции на вспомогатель­ные материалы.  1.3. Стоимость работ и услуг производственного характера  1.3.1. Норматив стоимости работ и услуг  1.3.2. Коэффициент инф­ляции по услугам  1.4. Плата за воду в бю­джет в целом по ТЭЦ  1.4.1. Коэффициент ин-  фляции по воде  2. ОПЛАТА ТРУДА про­мыш ленно-производственного персонала.  2.1. Тарифная ставка 1-го разряда на 2004г.  2.2. Средний тарифный ко­эффициент.  2.3. Средний коэффициент учитывающий компенса­ционные выплаты -"-  2.4. Средний коэффициент учитывающий стимули­рующие доплаты -"-  2.5. Районный коэффици­ент к зарплате.  2.6. Численность промыш­ленно-производственного персонала.  3. ЕДИНЫЙ СОЦИАЛЬ­НЫЙ НАЛОГ на 2004г.  3.1. Ставка единого социа­льного налога  4. АМОРТИЗАЦИЯ ОС­НОВНЫХ ФОНДОВ.  4.1. Капитальные вложе­ния в строительство ТЭЦ  4.2. Средняя норма амор­тизации на реновацию.  5. ПРОЧИЕ ЗАТРАТЫ.  5.1. Отчисления в ремон­тный фонд.  5.1.1. Средний норматив отчислений в ремонтный фонд в целом по ТЭЦ .  5.2. Обязательные страхо­вые платежи.  5.2.1. Норматив обязатель­ного страхования имуще­ства на.  5.3. Плата за выбросы за­грязняющих веществ в окружающую среду.  5.3.1. Коэффициент инф­ляции по загрязняющим веществам.  5.3.2. Нормативы платы по выбросам:  -окись углерода  -окись азота  5.3.3. Удельная теплота сгорания топлива.  5.4. Плата за землю.  Площадь земли под ТЭЦ  5.4.1. Удельная площадь производственной площа­дки ТЭЦ с учетом гради­рен.  5.4.2. Ставка земельного налога с учётом повыше­ния платы за землю.  5.4.3. Удельная площадь мазутохранилища.  5.5. Другие отчисления.  5.5.1. Норматив других отчислений.  6. ГОДОВОЙ РАСХОД условного топлива на от­пуск электроэнергии с учётом собственных нужд.  7. Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ.  8. Общий годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ. | *Н*    *К*  =...      *есн*  *Н*      *Н*  *рф*  *Н*  *СТ*  *си*  *К*  *Н*  *Иси*      100  *СО*  *Н*  2  *NО*  *Н*  *ТС*  *ОБЩ*  *ОБЩ*  *ЗИ*  *ЗЕМ*  *F*19903,33анилищаземли под ТЭЦ оимости:анных для расчета себестоимости продукции на Казанской ТЭЦ-3:МХ  *F*  *F*  *где*  *F*  *С*  *Пл*          1    *МХ*  *f*  =  *др*  *отч*  *Н* | 846  1401,28  1701,55  460  72  5,5  17  5,5  1595,349  7,245  2129  2,1  1,24  1,3  1,0  616,4  36  3167250  3,6  4,5  0,15  132  85  4675  35615  7,05  219  1,02  2  947,353  2729,57  20530,43 | руб/тн.т  тыс.тн.т./год  тыс.ту.т./год  МВт  руб/кВт  руб/кВт  тыс.руб/год  руб/месяц  чел.  %  тыс .руб.  %  %  %  руб./т  руб./т  кДж/кг  га/100 МВт  руб/га  га  %  тыс.ту.т./год  тыс.МВтч/г  тыс. ГДж/г |

Результаты расчетов на ПЭВМ себестоимости:

12.5.3.1 Материальные затраты

Топливо на технологические цели (тыс.pуб/год): 1185482,88

Цена одной тонны условного топлива (pуб/тут): 696,71

Затpаты на вспомогательные матеpиалы

(тыс.pуб/год): 182,16

Стоимость услуг и pабот пpоизводственного

хаpактеpа (тыс.pуб/год): 43,01

Матеpиальные затpаты (тыс.pуб/год): 1187337,53

12.5.3.2 Затраты на оплату труда

Годовой фонд оплаты тpуда на одного

человека (тыс.pуб/чел.год): 82,41

Затpаты на оплату тpуда (тыс.pуб/год): 50761,75

Коэффициент обслуживания (МВт/чел.): 0,75

Сpеднемесячная заpплата (pуб/месяц): 6867,12

12.5.3.3 Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды (тыс.pуб/год): 18274,23

12.5.3.4 Амортизация основных фондов

Стоимость основных фондов (тыс.pуб): 2850525

Амоpтизация основных фондов (тыс.pуб/год): 102618,9

12.5.3.5 Прочие затраты

Отчисления в pемонтный фонд(тыс.pуб/год): 128273,63

Стpахование госудаpственного имущества

(тыс.pуб/год): 4275,79

Пpочие отчисления (тыс.pуб/год): 57010,5

Плата за выбpосы:

- окиси азота 7606,95

- окиси углерода 125,78

- загpязняющих веществ (тыс.pуб/год): 7732,73

Плата за землю:

Площадь земли под производственную площадку

эл.станции(га) 32,43

Площадь мазутохранилища(га) 1,92

Плата за землю (тыс.pуб/год): 7522,65

Пpочие затpаты-всего (тыс.pуб/год): 204815,29

12.5.3.6 Годовые издержки электростанций по

экономическим элементам затрат (тыс.pуб/год) 1563807,7

*12.5.4 Калькуляция проектной себестоимости электрической энергий и теплоты*

Коэффициент pаспpеделения затpат

на электpическую энеpгию 0,56

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Годовые издеpжки, отнесенные на отпуск

электpической энеpгии (тыс.pуб) 870663,76

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Годовые издеpжки, отнесенные на отпуск

теплоты (тыс.pуб) 693143,94 \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Себестоимость отпущенной электpической

энеpгии (коп/кВт.ч) 31,9

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Себестоимость отпущенной тепловой

энеpгии (pуб/ГДж) 33,76

*Таблица – калькуляция затрат и себестоимости электрической и тепловой энергии на Казанской ТЭЦ-3*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование  статей затрат | Годовые издержки  производства | | Электрическая  энергия | | Тепловая энергия  (теплота) | |
| И,  тыс.руб./  год | Структу-  ра  % | Издержки  по отпуску  электро-  энергии,  Иэ,  тыс.руб/  год | Себестои-  мость  отпущен-  ной эл.  энергии,  Sэо  коп/кВтч | Издержки по  отпуску  тепловой  энергии,  Ит , тыс.  руб./год | Себстои-  мость по  отпуску  тепловой  энергии,  Sто  руб/ГДж |
| 1. Материальные  затраты в т.ч.  топливо на  технологические цели | 1187337,5  1185482,9 | 75,9  75,8 | 661060,7  660028,1 | 24,22  24,18 | 526276,9  525454,8 | 25,63  25,59 |
| 2. Затраты на  оплату труда | 50761,8 | 3,2 | 28262,1 | 1,04 | 22499,7 | 1,1 |
| 3 . Отчисления на  социальные  нужды | 18274,2 | 1,2 | 10174,3 | 0,37 | 8099,9 | 0,39 |
| 4. Амортизация  основных  фондов | 102618,9 | 6,6 | 57134 | 2,1 | 45484,9 | 2,22 |
| 5. Прочие  затраты | 204815,3 | 13,1 | 114032,7 | 4,18 | 90782,6 | 4,42 |
| Итого: | 1563807,7 | 100 | 870663,8 | 31,9 | 693143,9 | 33,76 |

*Технико-экономические показатели электростанции*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Условное обозначение | Размер­ность | До реконструкции | После  реконструкции |
| 1 . Установленная мощность  станции | Ny | МВт | 440 | 460 |
| 2. Часовой отпуск пара на  производство с коллекторов  ТЭЦ | ∑Dп | т/ч | 843 | 876,75 |
| 3 . Часовой отпуск теплоты на  отопление и горячее  водоснабжение с коллекторов  ТЭЦ | QТЭЦ | ГДж/ч | 3502 | 3502 |
| 4. Суммарный часовой отпуск  теплоты из отопительных  отборов турбин | ∑QЧОТП | ГДж/ч | 1575,9 | 1629,9 |
| 5. Часовая пиковая нагрузка,  показываемая ПВК. | QПИК | ГДж/ч | 1926,1 | 1872,1 |
| 6. Число часов использования  установленной мощности | hy | ч | 6500 | 6500 |
| 7. Число часов использования  производственных отборов в  течение года | h | ч | 4500 | 4500 |
| 8. Число часов использования  отопительного отбора в  течение года | hот | ч | 5232 | 5232 |
| 9. Число часов использования  пиковой отопительной  нагрузки | hпик | ч | 932 | 932 |
| 10. Общий годовой отпуск  теплоты с коллекторов ТЭЦ | Qготп | тыс.ГДж/год | 19903,33 | 20530,43 |
| 11. Удельный расход  эл.энергии на собственные  нужды в целом по ТЭЦ. | Ксн | % | 8,76 | 8,71 |
| 12 . Удельный расход  электрической энергии собственных нужд на отпуск  электрической энергии | КЭЭсн | % | 5,28 | 5,28 |
| 13. Годовой отпуск эл. энергии  с шин станции | W0 | тыс.МВт.ч/г | 2609,46 | 2729,57 |
| 14. Абсолютные вложения  капитала в строительство  станции | Кст | тыс, руб. | 3506550 | 3167250 |
| 15. Удельные вложения  капитала | Куд | руб./кВт | 7969,43 | 6885,33 |
| 16. Удельный расход условного  топлива на отпуск эл. энергии. | bэо | г. ут./кВт ч | 346,67 | 347,07 |
| 17. Удельный расход условного  топлива на отпуск теплоты | bто | кг. ут./ГДж | 36,73 | 36,74 |
| 18. Коэффициент использования топлива | ηтопл | % | 61,24 | 60,89 |
| 19. Коэффициент  обслуживания | Коб | пр МВт/чел | 0,73 | 0,75 |
| 20. Среднемесячная ЗП 1  работника | ЗПср | руб./мес | 6839,43 | 6867,12 |
| 21. Цена 1 т условного топлива | Цу | руб./т.ут. | 696,71 | 696,71 |
| 22 . Себестоимость отпущенной  электрической энергии | Sэо | коп. /кВт ч | 32,69 | 31,9 |
| 23. Себестоимость отпущенной  тепловой энергии | Sто | руб./ГДж | 34,75 | 33,76 |

*Вывод:*

Реконструкция Казанской ТЭЦ-3 позволила сделать следующий вывод:

при анализе стоимости продукции необходимо учитывать все составляющие затраты: топливную, амортизационную, оплату труда, социальные отчисления и прочие затраты.

Доля топливной составляющей ТЭЦ-3 73,6 %, а после реконструкции достигла 75,8 %, т.е. повысилась на 2,2 %.

Доля амортизационных затрат снизилось на 0,8 % (с 7,4 % до 6,6 %). Это объясняется снижением удельных капиталовложении.

Доля оплаты труда составляла 3,1 %, а после реконструкции достигла 3,2 %, т.е. повысилась на 0,1 %. Она зависит от численности промышленно производственного персонала, фонда оплаты труда, коэффициента собственных нужд и снижается за счет уменьшения численности персонала.

Доля прочих затрат в себестоимости продукции составляла 14,5 %, а после реконструкции снизилась до 13,1 %, т.е на 1,4 %. Факторы, влияющие на их уровень- это стоимость основных фондов, норма амортизации, мощность станции, ставка земельного налога, площадь земли под строительство станции.

Цена сооружения энергопредприятия выражается расчетным показателем удельных капвложений, определяющим стоимость единицы установленной мощности. Большое влияние на величину удельных капвложений оказывают: тип установки, ее мощность, число и параметры агрегатов, вид сжигаемого топлива.

Коэффициент собственных нужд показывает, сколько процентов от выработанной электроэнергии идет на собственные нужды станции, а именно: на работу двигателей, насосов, вентиляторов, освещение, отопление, горячее водоснабжение и др. величина коэффициента собственных нужд зависит от вида сжигаемого топлива, качества эксплуатации. После реконструкции коэффициент собственных нужд снизился на 0,05 %.

Экономичность работы электростанции определяется показателем- удельным расходом условного топлива на производство единицы энергии, который зависит от качества эксплуатации и ремонта основного оборудовании, изменение режима работы оборудования, эксплуатационных условий, уменьшения коэффициента собственных нужд.

Также экономичность работы предприятия характеризуется показателем себестоимости единицы продукции, который определяется отношением суммы вех затрат по предприятию к количеству отпущенной электроэнергии.

Себестоимость единицы продукции является важнейшим стоимостным показателем, характеризующим эффективность производства. Снижение себестоимости продукции основной источник увеличения прибыли в энергетики и повышение жизненного уровня работников предприятия.

Реконструкция станции позволила снизить себестоимость электроэнергии на 0,79 коп., а тепловой энергии 0,99 руб. Тем самым реконструкция позволила сэкономить 22481,48 тыс.руб./год.

*13 ЛИТЕРАТУРА*

1. Методические указания для дипломного проектирования по выбору основного и вспомогательного оборудования.
2. Методические указания по расчету ТЭЦ для дипломного проектирования, Иванова ВЗЭТ, 1984.
3. Смирнов А.Д., Антипов К.М. «Справочная книжка энергетика», М. Энергоатомиздат, 1984.
4. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования, М. Энергоатомиздат, 1985.
5. Жабо В.В. «Охрана окружающей среды на ТЭС», М. Энергоатомиздат, 1992.
6. Малочек В.А. «Ремонт паровых турбин», М. Энергия, 1968.
7. Прузнер С.Л. «Экономика, организация и планирование энергетического производства», М. Энергия, 1984.

Все вопросы и предложения присылайте на [ramil\_mail@mail.ru](mailto:ramil_mail@mail.ru?subject=diplom) или на ICQ# 308280326