

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Минцаев Магомед Шавалович

Должность: Ректор

Дата подписания: 23.11.2023 13:40:48

Уникальный программный ключ:

236bcc35c296f119d6aafd22836b21db52d0c07971a86865a5825f91a4304cc

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени академика М.Д. МИЛЛИОНЩИКОВА**

**ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ**

Кафедра «Теплотехника и гидравлика»

**Тепловые и атомные электрические станции**

**Методическое пособие  
по выполнению курсового проекта для  
студентов-теплоэнергетиков следующих специальностей:  
«Тепловые и атомные электрические станции»  
«Турбины тепловых и атомных станций»  
«Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций»**

**Грозный 2019**

### **Составители:**

Шанхоев О. Д. старший преподаватель кафедры «Теплотехника и гидравлика» ,  
А.А.Джамалуева ассистент кафедры «Теплотехника и гидравлика»  
(Ф. И. О. должность, ученое звание и ученная степень)

### **Рецензенты:**

Турлуев Р. А.-В. Заведующий кафедрой «Теплотехника и гидравлика»  
(Ф. И. О. должность, ученое звание и ученная степень)

Методическое пособие рассмотрено и утверждено на заседании кафедры:  
«Теплотехника и гидравлика»

Протокол № 4 от « 10 » июня 2019 г.

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Грозненский государственный нефтяной технический университет  
имени академика М.Д. Миллионщикова», 2019

## Содержание

1. Введение	4
2. Объём и содержание курсового проекта	4
3. Выбор принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки	5
3.1. Составление баланса основных потоков пара и воды	7
3.2. Построение процесса расширения пара в турбине в $h,S$ –диаграмме	8
3.3. Определение состояния пара и воды в системе регенерации	11
3.4. Определение расхода пара на турбину	14
4. Порядок расчёта тепловой схемы ПТУ	15
4.1. Конденсационная паротурбинная установка	15
4.2. Теплофикационная паротурбинная установка	18
5. Приложение 1 Порядок расчета подогревателей высокого давления	21
6. Приложение 2 Порядок расчета подогревателей и регенеративных теплообменников группы низкого давления	24
7. Список использованной литературы	26

## Введение

Основной задачей курсовой работы является приобретение студентами практических навыков при выполнении расчета и выборе тепловой схемы ТЭС или АЭС, более глубокого усвоения теоретических положений и ознакомление с действующими нормативными документами. Выполнение курсовой работы способствует развитию творческого инженерного мышления.

Курсовое проектирование по ТЭС следует рассматривать в качестве подготовительного этапа дипломного проектирования, составной частью которого, является выбор и расчет тепловой схемы ТЭС или АЭС.

### I. Объём и содержание курсового проекта

Объём и содержание курсового проекта определяются выпускающей кафедрой. В качестве типового можно рекомендовать следующее содержание проекта:

1. Выбор принципиальной тепловой схемы для заданной паротурбинной установки ТЭС или АЭС и обоснование принятых технических решений.

2. Расчет принципиальной тепловой схемы для заданного или выбранного режима работы установки.

3. Выполнение расчетов по анализу влияния структурных изменений в тепловой схеме, а также принятых технических решений при ее составлении, таких как схема сброса дренажей, величина температурных напоров в подогревателях и др., на технико-экономическую эффективность ПТУ.

4. Определение технико-экономических показателей установки и сравнение их с нормативными значениями.

5. Выполнение специального задания, в качестве которого может быть предложено следующее:

-совершенствование тепловой технологической схемы ПТУ, например, за счет замены поверхностных ПВД на смешивающие;

-изменения типа привода питательных насосов;

-изменение схемы подогрева сетевой воды;

-организация дополнительных отборов пара, в т.ч. на внешние тепловые потребители;

-устройство теплофикационных пучков в конденсаторе и др. При этом необходимо выполнить расчет дополнительных элементов и подогревателей тепловой схемы и определить технико-экономическую эффективность предложенного решения.

В объеме спецзадания возможно также построение энергетических и расходных характеристик ПТУ на основе многовариантных расчетов тепловой схемы на ПЭВМ.

В объём курсового проекта входит расчетно-пояснительная записка (20-25 стр.) с обобщением результатов расчетов и заключением, а также графический материал на одном - двух листах. На первом листе изображается

принципиальная тепловая схема ПТУ, на втором (при необходимости) - результаты исследований по спецзаданию.

Записка и чертежи должны выполняться с учетом требований единой системы конструкторской и технологической документации, а расчеты – в системе единиц СИ. Условные обозначения тепломеханического оборудования и арматуры, а также условные обозначения потоков пара, конденсата и воды можно принять по [1,2,6].

## **2. Выбор принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки**

Принципиальная тепловая схема ПТУ отражает связи между ее элементами и определяет совершенство технологической схемы и экономичность работы ТЭС. При составлении принципиальной тепловой схемы решаются следующие вопросы:

1. Выбирается тип котлов, и в случае применения барабанных котлов (что возможно при докритическом давлении пара) разрабатывается схема использования теплоты непрерывной продувки. Возможно применение одно- и двухступенчатой схемы расширителей непрерывной продувки с направлением выпара соответственно в деаэраторы повышенного давления (0,588-0,686 МПа) и атмосферные. Двухступенчатая схема расширителей непрерывной продувки применяется на промышленно-отопительных ТЭЦ (с турбинами типа Р и ПТ), одноступенчатая - на КЭС и отопительных ТЭЦ. Теплота продувочной воды после расширителей используется для подогрева добавочной воды.

2. Обосновываются основные решения по схеме регенерации турбоустановки, определяется количество и тип регенеративных подогревателей, схемы включения деаэраторов и сброса дренажей (конденсата греющего пара) подогревателей и др.

В качестве первых по ходу воды подогревателей низкого давления (ПНД) рекомендуется применять смешивающие подогреватели как обеспечивающие более высокую тепловую экономичность.

В установках с промежуточным перегревом пара отбор на один из подогревателей высокого давления (ПВД) выполняется из "холодной" линии промперегрева, ввиду более высокой эффективности такого решения против отбора пара из "горячей" линии промперегрева.

Деаэратор основной ступени дегазации воды чаще включается не как отдельная ступень подогрева воды, а по предвключенной схеме.

При составлении тепловой схемы обосновывается также применение в подогревателях охладителей перегретого пара и конденсата, разрабатывается схема использования пара уплотнений, предусматривается установка охладителей эжекторов в случае применения пароструйных эжекторов.

3. Выбирается схема включения питательного насоса (обычно принимается одноподъемная - за деаэратором повышенного давления) и тип привода питательного насоса (электрический или паровой). Для обеспечения надежной работы питательных насосов блоков сверхкритического давления перед ними устанавливаются предвключенные (бустерные) насосы.

4. Принимается схема отбора пара на сушку топлива, подогрев мазута и воздуха (подогрев воздуха возможен также сетевой водой, конденсатом или питательной водой), а также схема включения турбопривода воздуходувок котлов под наддувом (в случае выбора парового привода их).

5. Определяется способ подготовки добавочной воды (химический и термический), схемы включения испарителей и ввода добавочной воды в тепловую схему ТЭС.

Для теплофикационных установок принимаются схемы отпуска, теплоты внешним потребителям с паром и горячей водой и использования возвращаемого с производства конденсата. Современные теплофикационные турбины обеспечивают двух- или трехступенчатый (с учетом теплофикационных пучков в конденсаторе) подогрев сетевой воды. Дегазация конденсата, возвращаемого с производства, осуществляется в атмосферных деаэраторах, для дегазации добавочной воды тепловой сети следует принимать вакуумные деаэраторы.

Типовые схемы регенерации различных турбоустановок приведены в [2,3]. Они могут быть взяты за основу при выполнении курсового проекта.

### **3. Порядок расчёта тепловой схемы ПТУ**

В результате расчета тепловой схемы определяются величины потоков пара и воды и технико-экономические показатели ПТУ. Расчет тепловой схемы производится для характерных режимов ТЭС.

Для ТЭС такими режимами являются:

1. Режим максимальной (номинальной) нагрузки ПТУ, который определяет выбор числа и мощности котлов и вспомогательного оборудования.

2. Режим технического минимума нагрузки блоков, определяющий экономичность работы их в часы провала графика электрических нагрузок энергосистемы.

3. Режим промежуточной частичной нагрузки ПТУ.

При частичных нагрузках следует предусмотреть возможность работы блоков со скользящим начальным давлением пара.

Для отопительных ТЭЦ характерные режимы ПТУ определяются графиками тепловых нагрузок по их продолжительности:

а) зимний режим при максимальной тепловой нагрузке турбины и давлениях в отопительных отборах, определяемых графиком подогрева сетевой воды при расчетной для отопления температуре наружного воздуха  $t_n^p$ . По этому режиму выбирают мощность котлов и вспомогательного оборудования;

б) режим максимальной тепловой нагрузки турбины при температуре наружного воздуха  $t_n^a$ , соответствующей моменту включения пиковых водогрейных котлов. Этому режиму отвечает максимальная теплофикационная мощность ПТУ;

в) летний режим при максимальном расходе теплоты из отборов турбины на горячее водоснабжение;

г) конденсационный режим при отключенных отопительных отборах пара,

Для турбин типа ПТ, кроме отмеченных, для расчета могут приниматься режимы, отличающиеся величиной нагрузки производственного отбора (нулевой, номинальный или максимальный).

Различают следующие основные методы расчета тепловых схем:

1. Метод расчета в неявном виде, когда расходы пара в отборы определяются в долях от искомого расхода пара на турбину, который затем находится из уравнения мощности турбины с отборами пара.

2. Метод последовательных приближений, когда расчет ведется по предварительно принятому расходу пара на турбину с последующим его уточнением.

3. Метод расчета по заданному расходу пара в конденсатор.

4. Расчет с использованием диаграммы режимов турбины.

В зависимости от постановки задачи могут применяться все названные методы расчета тепловой схемы. Так как обычно исходной величиной является электрическая мощность ПТУ, то наиболее широко используются первые два метода. Особенности их подробно изложены в [1]. В курсовом проекте рекомендуется использовать первый метод, как дающий достаточно точное решение задачи без последовательных приближений.

Расчет тепловой схемы ПТУ по этому методу предполагает следующие этапы:

### 3.1. Составление баланса основных потоков пара и воды.

Величина их выражается в долях от искомого расхода пара, в качестве которого может приниматься расход пара через проточную часть турбины  $D_t$  или расход пара на турбоустановку  $D_0 = D_t + D_y$ , где  $D_y$  - расход пара через передние уплотнения ЦВД и уплотнения стопорного и регулирующих клапанов. Для одноцилиндровых турбин в качестве исходного (за единицу) удобнее принимать расход пара  $D_t$ . Для многоцилиндровых турбин в качестве исходного чаще принимают расход  $D_0$ .

Тогда расход перегретого пара из котла

$$D_{пк} = D_0 + D_{ут} = D_0 \cdot (1 + \alpha_{ут}),$$

где  $\alpha_{ут}$  - относительная величина утечек пара, условно отнесенная к участку паропровода между котлом и турбиной и принимаемая в следующих пределах: для КЭС - до 0,01 (1%), для отопительных ТЭЦ - до 1,2%, для производственно - отопительных ТЭЦ - до 1,6%.

Расход питательной воды

$$D_{пв} = D_{пк} + D_{пр} = (1 + \alpha_{ут}) \cdot D_0 \cdot (1 + \alpha_{пр}),$$

где  $\alpha_{\text{пр}}$  - доля непрерывной продувки барабанных котлов, принимаемая равной 0,5% для ТЭЦ с восполнением потерь конденсата дистиллятом испарителей или обессоленной водой и 1-3% - для электростанций с восполнением потерь химически очищенной водой. В случае применения прямоточных котлов  $\alpha_{\text{пр}}=0$ .

Количество добавочной воды  $D_{\text{дв}}$ , подаваемой в тепловую схему для подпитки котлов, определяется внутренними и внешними (на производстве) потерями конденсата, т.е.

$$D_{\text{дв}} = D_{\text{ут}} + D'_{\text{пр}} + D_{\text{пот}}^{\text{вн}},$$

где  $D'_{\text{пр}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{р}}$  - (потеря конденсата с продувочной водой с учетом получения в расширителях непрерывной продувки пара в количестве  $D_{\text{р}}$ ;

$D_{\text{пот}}^{\text{вн}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{ок}}$  - потери конденсата на производстве, определяемые как разность между расходом пара на производство  $D_{\text{пр}}$  и количеством возвращаемого с производства (обратного) конденсата  $D_{\text{ок}}$ .

Величина  $D_{\text{ок}}$  в долях от  $D_{\text{пр}}$  задается при расчете тепловой схемы.

### 3.2. Построение процесса расширения пара в турбине в $h,S$ -диаграмме.

Для этого вначале по заданной мощности турбины оценивается давление пара в нерегулируемых регенеративных отборах по формуле Стодола-Флюгеля, в которой отношение расходов принимается равным отношению мощности на рассчитываемом и расчетном режимах. При этом давление в отборах на номинальном режиме может быть принято по данным [2,3]. Давление и расход пара в производственный отбор задается тепловым потребителем, а в отопительных отборах определяется по графику сетевой воды как

$$P_{\text{т}} = P_{\text{н}} + \Delta P,$$

где  $P_{\text{н}}$  - давление пара при температуре насыщения  $t_{\text{н}} = t_{\text{с}} + \delta t$  (здесь  $t_{\text{с}}$  - заданная температура сетевой воды,  $\delta t$  - температурный напор в сетевом подогревателе, который можно принять равным примерно 2-5 °С или определить по характеристика сетевых подогревателей);

$\Delta P$  - потери давления в паропроводе отбора (принимаются равными 6-8%)

Для турбин с двухступенчатым подогревом сетевой воды рассчитывается реальное распределение подогрева воды по ступеням или приближенно принимается равный нагрев ее в нижнем и верхнем подогревателе.

Затем оцениваются потери давления в регулирующих клапанах острого пара (3-5%), в перепускных трубах из одного цилиндра в другой (1-2%) и в тракте промперегрева (для газового промперегрева около 10-15%). Потери



давления в регулирующих клапанах производственного отбора можно оценить величиной примерно 10%, а в поворотных диафрагмах ЧНД - рассчитать по формуле Стодолы-Флюгеля, предполагая чисто дроссельное парораспределение. При этом давлении перед соплами первой ступени ЧНД  $P_0$  найдется через предварительно принятый расход пара в ЧНД  $D_K$  по зависимости

$$P_0 = \sqrt{\left(\frac{D_K}{D_{кр}}\right)^2 \cdot (P_{ор}^2 - P_{кр}^2) + P_{к}^2},$$

где  $P_{к}$ ,  $P_{кр}$  - текущее и расчетное давление в конденсаторе;

$P_{ор}$  - расчетное давление перед ЧНД, отвечающее расчетному расходу пара в конденсатор  $D_{кр}$  и давлению в нем  $P_{кр}$ .

Если предполагается работа ПТУ со скользящим начальным давлением, то необходимо определить его величину с учетом принятой программы регулирования расхода пара, т.е. числа полностью открытых регулирующих клапанов. При этом для расхода пара через турбину

$$P_0^{ок} = P_0^{ном} \cdot \frac{D_0}{D_0^{макс}}$$

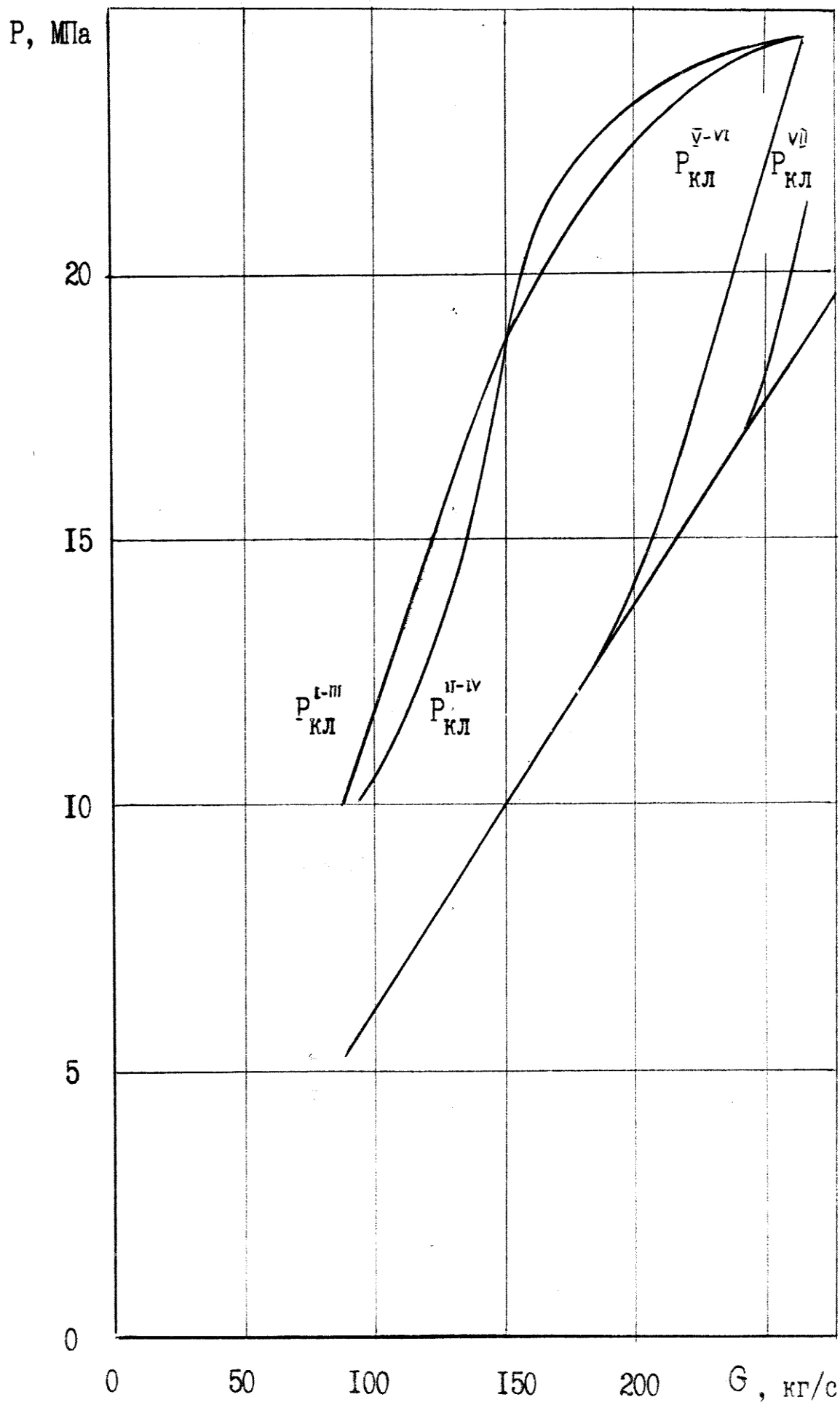
где  $P_0^{ном}$  - номинальная величина начального давления;

$D_0^{макс}$  - расход пара на турбину при данном количестве открытых клапанов и давлении свежего пара  $P_0^{ном}$ .

Для определения  $D_0^{макс}$  можно воспользоваться диаграммой парораспределения турбины.

Расход пара  $D_0$  в первом приближении может определяться через мощность турбины вне зависимости от программы регулирования нагрузки установки.

Построение процесса расширения пара в  $h, S$  - диаграмме должно производиться от найденного значения  $P_0^{ок}$  (для случая работы ПТУ со скользящим начальным давлением) или от  $P_0^{ном}$  с учетом реальных



значений внутренних относительных КПД цилиндров. Прежде всего, необходимо учесть изменение  $\eta_{oi}$  ЦВД и ЦНД турбины в зависимости от расхода пара или расхода пара в конденсатор по данным соответствующих испытаний или типовых (нормативных) характеристик данной турбины или турбин подобного класса [2,3]. Внутренний относительный КПД ЦСД турбин может приниматься не зависящим от их нагрузки.

### 3.3. Определение состояния пара и воды в системе регенерации.

Энтальпия пара в отборах и в конденсаторе находится из процесса расширения в  $h, S$  -диаграмме. Давление пара в подогревателях принимается с учетом потерь давления в паропроводах отборов, составляющих 6-10%.

Температура воды на выходе из подогревателей определяется по температуре насыщения при давлении в подогревателе с учетом температурного напора в нем, т.е. из соотношения

$$t_{в2} = t_{н}^{под} - \delta t$$

Температурный напор в подогревателе  $\delta t$  подлежит оптимизации. Приблизительно величина  $\delta t$  для ПНД может приниматься равной 2-3°C, для ПВД - 3-5°C.

Для подогревателей с охладителями перегретого пара температура воды на выходе  $t_{в2}$  в дальнейшем уточняется с учетом нагрева ее в охладителе пара. Для удобства дальнейших расчетов следует заполнить таблицу состояния пара и воды и включить в нее значения коэффициентов недовыработки электроэнергии паром из всех отборов  $Y_{отб}$ . Для отборов после промперегрева, а также для ПТУ без промперегрева ( $\Delta h_{пп} = 0$ )

$$Y_{отб} = \frac{h_{отб} - h_{к}}{h_0 - h_{к} + \Delta h_{пп}},$$

для отборов до промперегрева

$$Y_{отб} = \frac{h_{отб} - h_{к} + \Delta h_{пп}}{h_0 - h_{к} + \Delta h_{пп}}$$

где  $h_0, h_{к}$  - энтальпия свежего и отработавшего пара;

$h_{отб}$  - энтальпия пара в отборе;

$\Delta h_{пп}$  - повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе.

Цель расчета – определение расхода пара на ПВД

1. Из диаграммы расширения пара находятся энтальпии пара на входе в подогреватели

$$h_1 = f(P_{п1}; t_{отб1})$$

$$h_2 = f(P_{п2}; t_{отб2})$$

$$h_3 = f(P_{п3}; t_{отб3})$$

$$P_{пi} = P_{отбi} - (0.05 \div 0.10) \cdot P_{отбi}$$

2. Определение энтальпии питательной воды за основной поверхностью (за собственно подогревателем) при давлении  $P_{вi}$ , создаваемым питательным насосом ( $P_{пн} = 1,2 \cdot P_0$ ) и температуре  $t_{в}$ , меньшей, чем температура насыщения греющего пара, на  $\delta t = (2 \div 5)^\circ C$

$$t_{в} = t_{с} - \delta t$$

$$h'_{п.вi} = f(P_{вi}; t'_{вi})$$

3. Определение энтальпий пара после пароохладителя (ОП) – по остаточной температуре перегрева, принимаемой на  $(8 \div 12)^\circ C$  больше, чем температура насыщения пара в основной поверхности, ( $t'_{п} = t_{с} + Q_{по}$ ), и при давлении пара в основной поверхности  $P_{опi} \approx 0,98 \cdot P_{пi}$

$$h_{опi} = f(P_{опi}; t'_{пi})$$

4. Определение энтальпий конденсата на выходе из охладителей конденсата подогревателей (принимается на  $20 \div 40 \frac{кДж}{кг}$  большей, чем энтальпия поступающей в подогреватели питательной воды).

$$h_{ок1} = h'_{п.в2} + (20 \div 40);$$

$$h_{ок2} = h'_{п.в3} + (20 \div 40);$$

$$h_{ок3} = h'_д + (20 \div 40)$$

Энтальпия конденсата на выходе из нижнего ПВД рассчитывается с учетом нагрева воды в питательном насосе. Тогда, энтальпия питательной воды на входе в нижний подогреватель (ПВД 3) будет:

$$h'_d = h_d + \Delta p_n \cdot v_n / \eta_n,$$

где:  $\Delta p_n$  - напор, создаваемый питательными насосами, МПа

$$v_n = 0,0011 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} - \text{удельный объем воды,}$$

$$\eta_n = 0,78 \div 0,82 - \text{КПД насоса,}$$

$h_d$  - определяется по давлениям в деаэраторе,

$P_d = 0,6$  МПа и температуре насыщения среды в деаэраторе.

5. Из уравнений теплового баланса подогревателей условно включающих основную поверхность и охладитель конденсата, определяется расход пара на

каждый подогреватель  $D_{п}$ ,  $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$

Уравнения теплового баланса:

для ПВД 1

$$D_{пв} \cdot (h'_{пв1} - h'_{пв2}) = D_{п1} \cdot (h_{оп1} - h_{ок1}) \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 2

$$D_{пв} \cdot (h'_{пв2} - h'_{пв3}) = [D_{п2} \cdot (h_{оп2} - h_{ок2}) + D_{п1} \cdot (h_{ок1} - h_{ок2})] \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 3

$$D_{пв} \cdot (h'_{пв3} - h'_d) = [D_{п3} \cdot (h_{оп3} - h_{ок3}) + (D_{п1} + D_{п2}) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3})] \cdot \eta_{п};$$

Коэффициент сохранения тепла  $\eta_{п} = 0,98 \div 0,99$ .

6. Оценка подогрева воды в пароохладителях (ОП).

Из уравнений теплового баланса охладителей пара определяются энтальпии

питательной воды после каждого подогревателя  $h_{пвi}$ ,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

Уравнения теплового баланса:

для ПВД 1

$$D_{пв} \cdot (h_{пв1} - h'_{пв1}) = D_{п1} \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{п};$$

для ПВД 2

$$D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}_2} - h'_{\text{пв}_2}) = D_{\text{п}_2} \cdot (h_2 - h_{\text{оп}_2}) \cdot \eta_{\text{п}};$$

для ПВД 3

$$D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}_3} - h'_{\text{пв}_3}) = D_{\text{п}_3} \cdot (h_3 - h_{\text{оп}_3}) \cdot \eta_{\text{п}}.$$

По значениям энтальпий  $h_{\text{пв}_1}$ ,  $h_{\text{пв}_2}$ ,  $h_{\text{пв}_3}$  и давлению питательной воды  $P = 1,2 \cdot P_0$  определяют уточненные значения температуры питательной воды  $t_{\text{пв}_1}$ ,  $t_{\text{пв}_2}$ ,  $t_{\text{пв}_3}$ .

7. Уточнение рассчитанных значений энтальпий конденсата после каждого подогревателя  $h_{\text{ок}_i}^{\text{ут}}$ ,  $\frac{\text{кЖД}}{\text{кг}}$

$$h_{\text{ок}_1}^{\text{ут}} = h_{\text{пв}_2} + (20 \div 40);$$

$$h_{\text{ок}_2}^{\text{ут}} = h_{\text{пв}_3} + (20 \div 40);$$

$$h_{\text{ок}_3}^{\text{ут}} = h'_g$$

8. Определение окончательных (уточненных) значений расхода пара на подогреватели.

Расходы пара  $D_{\text{п}_1}^{\text{ут}}$ ,  $D_{\text{п}_2}^{\text{ут}}$ ,  $D_{\text{п}_3}^{\text{ут}}$ ,  $\left(\frac{\text{кг}}{\text{с}}\right)$  определяются из уравнений теплового

баланса:

для ПВД 1

$$D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}_1} - h_{\text{пв}_2}) = D_{\text{п}_1}^{\text{ут}} \cdot (h_1 - h_{\text{ок}_1}^{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{п}};$$

для ПВД 2

$$D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}_2} - h_{\text{пв}_3}) = [D_{\text{п}_2}^{\text{ут}} \cdot (h_2 - h_{\text{ок}_2}^{\text{ут}}) + D_{\text{п}_1}^{\text{ут}} \cdot (h_{\text{ок}_1}^{\text{ут}} - h_{\text{ок}_2}^{\text{ут}})] \cdot \eta_{\text{п}};$$

для ПВД 3

$$D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}_3} - h'_d) = [D_{\text{п}_3}^{\text{ут}} \cdot (h_3 - h_{\text{ок}_3}^{\text{ут}}) + (D_{\text{п}_1}^{\text{ут}} + D_{\text{п}_2}^{\text{ут}}) \cdot (h_{\text{ок}_2}^{\text{ут}} - h_{\text{ок}_3}^{\text{ут}})] \cdot \eta_{\text{п}}$$

Порядок расчета подогревателей и регенеративных теплообменников группы  
низкого давления.

Цель расчета определение расхода пара на теплообменники.

Расчет теплообменников низкого давления рекомендуется выполнять, начиная с первого теплообменника после конденсатного насоса по ходу основного конденсата. Такими теплообменниками обычно являются охладители эжекторов (ОЭ) или охладители пара из уплотнений (ПУ).

Определяется расход основного конденсата

$$D'_k = D_k + D_{дв} + \alpha_y \cdot D_0$$

Из уравнений теплового баланса охладителей эжекторов и подогревателей уплотнений определяются расходы греющего пара:

$$D_э \cdot q_э = D'_k \cdot \tau_э \cdot \frac{1}{\eta_{п}}$$

$$D_{пу} \cdot q_{пу} = D'_k \cdot \tau_{пу} \cdot \frac{1}{\eta_{п}}$$

где:  $D_э = \alpha_э \cdot D_0$  и  $D_{пу} = \alpha_y \cdot D_0$  - расходы греющего пара;

$\tau_э, \tau_{пу}$  - подогрев конденсата в соответствующих теплообменниках;

$q_э, q_{пу}$  - теплота греющего пара в соответствующих теплообменниках.

В соответствии со схемой расчета имеет место каскадный слив дренажа сконденсировавшегося пара из одного ПНД в другой, начиная с ПНД 4.

Если в линии основного конденсата предусмотрены смесители (СМ), то следует составлять объединенные уравнения теплового баланса для СМ и соответствующего ПНД. Так, для схемы приведенной здесь, это будут уравнения для ПНД 5 и СМ 2, а также для ПНД 6 и СМ 1.

Таким образом, для приведенной схемы уравнения теплового баланса будут иметь следующий вид:

для ПНД 4

$$(D_{п4} + D_{п5} + D_{п6} + D_{п7} + D_{см2} + D_{см1} + D'_k) \cdot (h_{п4}^B - h_{п5}^B) = D_{п4} \cdot (h_4 - h'_4) / \eta$$

Здесь  $h_4$  и  $h'_4$  - энтальпии соответственно греющего пара и его дренажа в ПНДУ;

$h_{п4}^B$  и  $h_{п5}^B$  - энтальпии основного конденсата соответственно на выходе из ПНД 4 и на входе в него, которые определяются по температуре основного конденсата с учетом подогрева ( $Q = 3^\circ C$ ) в ПНД 4 и ПНД 5 до температуры насыщения греющего пара в этих подогревателях.

для ПНД 5 и СМ 2

$$[D_{п4} \cdot h'_4 + D_{п5} \cdot h_5 - (D_{п4} + D_{п5}) \cdot h'_5] \cdot \eta = (h_{п5}^B - h_{см2}^B) \cdot (D'_к + D_{см1} + D_{см2});$$

для ПНД 6 и СМ 1

$$[(D_{п4} + D_{п5}) \cdot h'_5 + D_{п6} \cdot h_6 - (D_{п4} + D_{п5} + D_{п6}) \cdot h'_6] \cdot \eta = (D'_к + D_{см1}) \cdot (h_{п6}^B - h_{см1}^B);$$

для ПНД 7

$$[(D_{п4} + D_{п5} + D_{п6}) \cdot h'_6 + D_{п7} \cdot h_7 - (D_{п4} + D_{п5} + D_{п6} + D_{п7}) \cdot h'_7] \cdot \eta = \\ = D'_к \cdot (h_{п7}^B - h_{пу1});$$

В соответствии с расчетной схемой из уравнения теплового баланса деаэратора

$$D_{п4}^B \cdot (D_{п4} + D_{п5} + D_{п6} + D_{п7} + D_{см1} + D_{см2} + D'_к) + h_{ок3} \cdot (D_{п1} + D_{п2} + D_{п3}) + \\ + D'_р \cdot h''_{пр} + h_3 \cdot D_d + \alpha_{щит} \cdot D_0 \cdot h_{щит} = [h''_д \cdot \alpha_y \cdot D_0 + h_d \cdot D_{пв}] \cdot \frac{1}{\eta};$$

определяется  $D_d$  - расход пара на деаэратор,  $\frac{кг}{с}$

здесь:  $h_d$  - энтальпия питательной воды после деаэратора;

$h''_д$  - энтальпия пара насыщения в ДП;

$h''_{пр}$  - энтальпия пара из расширителя непрерывной продувки котла;

$h_{щит}$  - энтальпия пара из штоков, регулирующих клапанов.

### 3.3. Составление тепловых балансов и определение расхода пара на теплообменники регенеративной системы.



Вначале следует рассчитать внешние для системы регенерации теплообменники и аппараты (подогреватели сетевой воды, паропреобразователи, испарители, деаэраторы подпитки тепловой сети, добавочной воды, расширители продувки).

При расчёте сетевых подогревателей, определяются расходы пара из регулируемых отопительных отборов на верхний и нижний сетевые теплообменники.

Для рассчитываемого режима и заданных отопительной нагрузке и расходе сетевой воды определяются температура воды на выходе из сетевой подогревательной установки:

$$Q_T = G_{св} \cdot C_p \cdot (t_{c_2} - t_{oc}),$$

где  $Q_T$  - отопительная нагрузка,  $\frac{\text{ГДж}}{\text{кг}}$

$G_{св}$  - расход сетевой воды,  $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$

$t_{c_2}$  и  $t_{oc}$  - температура воды в прямой и обратной сети °С.

$C_p$  - теплоёмкость воды,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$

Температуру насыщения в подогревателях  $t_n$  определяют по заданному недогреву  $\delta t = 5^\circ\text{C}$  ( $t_n = t_{c_2} + \delta t$ ).

Тогда давление пара  $P_n$  в относительном отборе определяется по  $t_n$  ( $P_{c_2} = P_n + \Delta P$ ),

где  $\Delta P$  - потеря давления в паропроводе, принимается равной 6-7%.

По  $t_n$  и  $P_n$  определяются энтальпии пара  $h''$  и дренажа пара  $h^{др}$  подогревателей сетевой воды (в одном сетевом подогревателе) температура воды в прямой сети -  $t_{c_1}$ , а давление в отопительном отборе -  $P_{c_1}$ .

Расход пара на сетевые подогреватели  $D_{сп}$  определяется из уравнения теплового баланса

$$D_{сп} \cdot q = G_{св} \cdot \tau \cdot \left( \frac{1}{\eta_{п}} \right),$$

$q = h'' - h^{др}$  - теплота, отдаваемая паром в подогревателе,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

$\tau = h_{\text{ВЫХ}}^B - h_{\text{ВХ}}^B$  - повышение теплосодержания воды в подогревателе,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

$\eta_{\text{п}}$  - коэффициент, учитывающий потери при теплообмене в подогревателе,  $\eta_{\text{п}}$  принимается равным 0,98.

При расчёте расширителя непрерывной продувки котла определяют вход пара продувочной воды из расширителя по уравнениям теплового и материального балансов:

$$D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{пр}} = D'_{\text{п}} \cdot h''_{\text{п}} + D'_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр}} \text{ и } D_{\text{пр}} = D'_{\text{п}} + D'_{\text{пр}},$$

где  $h_{\text{пр}}$ ,  $h'_{\text{пр}}$  и  $h''_{\text{п}}$  - соответственно энтальпии продувочной воды котла, продувочной воды и выпара расширителя продувки.

Значение этих величин определяются давлением в барабане котла и в расширителе продувки. Давление в расширителе продувки выбирается в зависимости от места в тепловой схеме, куда направляется выпар из расширителя. Чаще всего таким местом является деаэратор повышенного давления (основного конденсата и питательной воды).

Расчёт выхода пара и продувочной воды из расширителя следует иллюстрировать схемой.

Затем выполняется расчет регенеративных подогревателей с учетом сброса в них конденсата и пара из внешних теплообменников. Расчет регенеративных подогревателей производится, начиная с ПВД (сверху вниз, считая по ходу пара в турбине).

Расчет поверхностных подогревателей производится по уравнениям теплового баланса

$$G_{\text{в}} \cdot C_{\text{рв}} \cdot (t_{\text{в}_2} - t_{\text{в}_1}) \cdot \eta_{\text{под}} = \sum_{i=1}^n D_{\text{вх}_i} \cdot (h_{\text{вх}_i} - h_{\text{др}_i}),$$

где  $G_{\text{в}}$ ,  $C_{\text{рв}}$  - расход воды через подогреватель и её теплоёмкость;

$t_{\text{в}_1}$ ,  $t_{\text{в}_2}$  - температура воды на входе и выходе из подогревателя;

$D_{\text{вх}_i}$ ,  $h_{\text{вх}_i}$  - расход и энтальпия  $i$ -ых греющих потоков, направляемых в подогреватель;

$h_{\text{др}_i}$  - энтальпия дренажа при сбросе из подогревателя.

$\eta_{\text{под}} \approx 0.98$  - коэффициент, учитывающий потери тепла в теплообменнике.

Для подогревателей без охладителей дренажа энтальпия  $h_{\text{др}_i}$  равна энтальпии насыщения воды при давлении в подогревателе. Охладитель дренажа рассчитывается совместно с основной поверхностью, при этом

$$h_{\text{др}} = C_{\text{р}} \cdot (t_{\text{в}_1} - \delta t_{\text{од}}),$$

где  $\delta t_{\text{од}}$  - температурный напор в охладителе дренажа, принимается около  $10^{\circ}\text{C}$ .

При расчете подогревателей с охладителем перегретого пара (ПВД) вначале определяется расход пара из теплового баланса подогревателя при

принятом значении  $t_{B_2}$  (при этом можно положить  $\delta t=0$ ), затем находится нагрев воды в охладителе перегретого пара  $\Delta t_B^{оп}$ , и уточняются значения

$$t_{B_2}^{ут} = t_H^{под} - \delta t + \Delta t_B^{оп} = t_{B_2} + t_B^{оп},$$

а затем рассчитывается значение уточненного расхода пара на подогреватель при уточненной величине  $t_{B_2}^{ут}$  (порядок расчёта ПВД показан в Приложении 1).

Расчет смешивающих теплообменных аппаратов (расширителей, смешивающих ПНД и деаэраторов) осуществляется на основе совместного решения уравнений материального

$$\sum_{i=1}^n G_{вх_i} = \sum_{j=1}^m G_{вых_j}$$

и теплового балансов

$$\sum_{i=1}^n G_{вх_i} \cdot h_{вх_i} \cdot \eta_{под} = \sum_{j=1}^m G_{вых_j} \cdot h_{вых_j}$$

где с индексами "вх" и "вых" обозначены входящие в аппарат и выходящие из него потоки;

$\eta_{под}$  - КПД, учитывающий потери теплоты в теплообменнике

$$\eta_{под} \approx 0.98$$

При расчёте группы подогревателей низкого давления (ПНД) уравнения теплового баланса составляются для всех теплообменников, составляющих систему регенерации низкого давления, включая подогреватели пара уплотнений, охладители эжекторов, смесители потоков конденсата и др. (см. Приложение 2)

Если отсутствуют детальные данные по схеме и величине перетечек пара в уплотнениях турбины, то приближенно можно принять, что примерно половина теплоты пара из уплотнений утилизируется в регенеративных подогревателях ( $\alpha_{упл}^{под} \approx 0.0075$ ) и деаэраторе, другая половина - в охладителе пара уплотнения и сальниковом подогревателе ( $\alpha_{упл}^{оу} \approx 0.0075$ ), где  $\alpha_{упл} = \alpha_{упл}^{под} + \alpha_{упл}^{оу} \approx 0.015$ .

При расчёте нагрева воды в охладителях эжекторов расход рабочего пара (обычно из деаэраторов) на эжекторы можно принять в размере около 0,3-0,5% от  $D_0$ .

### 3.4. Определение расхода пара на турбину.

Расход пара на турбоустановку можно определить из уравнения мощности

$$D_0 = \frac{N_э}{h_0 - h_k + \Delta h_{ипп}} \cdot \eta_m \cdot \eta_r + \sum_{i=1}^n (D_{отб_i} \cdot Y_{отб_i}) \cdot (1 + \alpha_{упл}^{пр})$$

где  $N_э$  - электрическая мощность на клеммах генератора;  
 $\eta_m \cdot \eta_r$  электромеханический КПД турбогенератора;  
 $D_{отб_i}$ ,  $Y_{отб_i}$  - расход пара в  $i$ -ый отбор турбины и коэффициент недовыработки для этого отбора;  
 $\alpha_{упл}^{пр}$  - приведенная относительная величина утечек пара через концевые уплотнения турбины

В первом приближении можно принимать  $\alpha_{упл}^{пр} \approx 0.015$  (около 1.5% от  $D_0$ ).

В уравнение (3.1)  $D_{отб_i}$  подставляют в относительных величинах, как  $D_{отб_i} = \alpha_{отб_i} \cdot D_0$ , или в численном виде, если известно абсолютное значение этого отбора, например» на производство, на сетевые подогреватели и т.д.

Решая (3.1), получим значение  $D_0$ , а затем - величины расходов пара в отборы  $D_{отб_i}$  и расход пара в конденсатор

$$D_k = D_0 - \sum_{i=1}^n D_{отб_i}$$

Для проверки правильности расчетов проверяется равенство заданной мощности турбины и суммы мощностей, развиваемых на отдельных потоках пара

$$N = (h_0 - h_k + \Delta h_{упл}) \cdot \left[ D_k + \sum_{i=1}^n D_{отб_i} \cdot (1 - Y_{отб_i}) \right] \cdot \eta_m \cdot \eta_r, \text{ МВт}$$

Условие (3.3) должно соблюдаться с погрешностью не более 1%.

В результате расчета тепловой схемы ПТУ определяются ее технико-экономические показатели: суммарный и удельный расходы теплоты, электрический КПД установки.

## 4. Определение показателей экономичности работы

### 4.1. Конденсационная паротурбинная установка

В общем случае часовой расход теплоты турбоагрегатов находится из уравнения

$$Q_0 = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пп} \cdot (h_{пп_2} - h_{пп_1}) + D_p \cdot (h_p - h_{пв}) \cdot D_{дв}^{вн} \cdot (h_{пв} - h_{дв})$$

где  $D_0$ ,  $D_{пп}$ ,  $D_p$  и  $D_{дв}^{вн}$  - соответственно расход пара на турбоустановку, количество пара, поступающего на промперегрев и полученного в расширителе продувки, а также количество добавочной воды, восполняющей внутриванционные потери пара и конденсата;

$h_p$ ,  $h_{пв}$  и  $h_{дв}$  - энтальпия пара в расширителе продувки, питательной и добавочной воды;

$h_0$ ,  $h_{пп1}$  и  $h_{пп2}$  - энтальпия свежего пара перед турбиной, а также на выходе и входе в турбину в тракте промперегрева.

Расход теплоты на производство электрической энергии

$$Q_э = Q_0 - Q_{п} - Q_{от}$$

$Q_{п}$  - теплота, отпущенная от турбоустановки в виде пара внешним потребителям (на нагрев воздуха, сушку топлива, мазутное хозяйство и др.)

$$Q_{п} = \sum_{i=1}^k D_{п} \cdot h_{п} - \sum_{j=1}^m D_{ок} \cdot h_{ок}$$

где  $\sum_{i=1}^k D_{п} \cdot h_{п}$  - сумма произведений расходов пара различным внешним потребителям на энтальпию пара отбора;

$\sum_{j=1}^m D_{ок} \cdot h_{ок}$  - сумма произведений расхода конденсата, возвращаемого от потребителей пара, на его энтальпию;

$Q_{от}$  - теплота, отпущенная на отопление и горячее водоснабжение от отборов турбины

$$Q_{от} = D_{св} \cdot C_{рв} \cdot (t_2 - t_{oc})$$

где  $D_{св}$  - расход сетевой воды;

$t_2$ ,  $t_{oc}$  - температура сетевой воды за и перед сетевой установкой;

$C_{рв}$  - теплоемкость (изобарная) сетевой воды.

Удельный расход теплоты турбинной установкой на производство электроэнергии с учетом работы турбопривода питательного насоса (без учета расхода электроэнергии на собственные нужды)

$$q_{ту}^{бр} = \frac{Q_э \cdot 10^6}{N_э \cdot N_{тп}}$$

где  $N_э$ ,  $N_{тп}$  - мощность турбоустановки и турбопривода. Мощность турбопривода может быть рассчитана как

$$N_{тп} = \frac{D_{пв} \cdot V_{ср} \cdot (P_H - P_{вс}) \cdot 10^3}{\eta_H}$$

Удельный расход теплоты турбинной установкой без учета работы турбопривода питательного насоса

$$q_{ту}^H = Q_э \cdot 10^6 / N_э ;$$

КПД брутто турбинной установки

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{бр}} = 3600 / q_{\text{ТУ}}^{\text{бр}} ;$$

КПД нетто турбинной установки

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{н}} = 3600 / q_{\text{ТУ}}^{\text{н}} .$$

Тепловая нагрузка котлоагрегатов

$$Q_{\text{ка}} = D_{\text{ка}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{шт}} \cdot (h_{\text{шт}_2} - h_{\text{шт}_1}) + D_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{пр}} - h_{\text{пв}}), \quad (4.5)$$

где  $D_{\text{ка}}$  - производительность котлоагрегата;

$D_{\text{пр}}$  - количество продувочной воды барабанного котла;

$h_{\text{пе}}$ ,  $h_{\text{шт}_2}$ ,  $h_{\text{шт}_1}$  - энтальпия свежего пара после котла, пара

промежуточного перегрева после котла и перед ним

$h_{\text{пв}}$  - энтальпия продувочной воды.

Для определения  $h_{\text{шт}_1}$  и  $h_{\text{шт}_2}$  оцениваются потери давления и снижение температуры (потеря теплоты) в паропроводах от котла до турбины.

Величина потерь теплоты при транспорте оценивается КПД теплового потока (КПД трубопроводов)

$$\eta_{\text{шт}} = Q_0 / Q_{\text{ка}} .$$

Часовой расход теплоты на КЭС (энергоблоком)

$$Q_{\text{кэс}} = Q_{\text{ка}} / \eta_{\text{ка}} ,$$

где  $\eta_{\text{ка}}$  - КПД брутто котлоагрегата.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии

$$q_{\text{кэс}}^{\text{бр}} = Q_{\text{кэс}} / N_{\text{э}} ;$$

КПД брутто КЭС по производству электрической энергии

$$\eta_{\text{кэс}}^{\text{бр}} = 3600 / q_{\text{кэс}}^{\text{бр}} ;$$

КПД нетто КЭС (энергоблока)

$$\eta_{\text{КЭС}}^{\text{н}} = \eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}} \cdot \eta_{\text{сн}} ,$$

где  $\eta_{\text{сн}}$  - коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды станции (энергоблока) /5/

$$\eta_{\text{сн}} = (\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}) / \mathcal{E}_{\text{выр}} = 1 - \beta_{\text{сн}} ;$$

$\mathcal{E}_{\text{выр}}$  ,  $\mathcal{E}_{\text{сн}}$  - количество электрической энергии, выработанной и потребленной энергоблоком на собственные нужды.

$\beta_{\text{сн}}$  - доля энергии, потребленной на собственные нужды, от выработанной.

Удельный расход теплоты нетто на КЭС

$$q_{\text{КЭС}}^{\text{н}} = 3600 / \eta_{\text{КЭС}}^{\text{н}}$$

Удельный расход условного топлива, кг у.т/(кВт·ч), на отпущенную потребителю электроэнергию.

$$b_{\text{КЭС}}^{\text{н}} = 0,123 / \eta_{\text{КЭС}}^{\text{н}}$$

Удельный расход условного топлива на производство теплоты, отпущенной внешним потребителям

$$b_{\text{Q}} = 34,1 / (\eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{п}}), \frac{\text{кг - у.т}}{\text{ГДж}}$$

где  $\eta_{\text{п}}$  - коэффициент, учитывающий потери теплоты турбинной установкой, обусловленные отпуском ее внешним потребителям (потери теплоты подогревателями сетевой воды, паропреобразователями, паропроводами пара производственного отбора и т.п.). Величина этих потерь оценивается в пределах 1% , следовательно,  $\eta_{\text{п}} = 0,99$ .

#### 4.2. Теплофикационная паротурбинная установка

Общий расход теплоты на турбоустановку  $Q_0$  и на производство электрической энергии  $Q_e$  определяется из уравнений (4.1) и (4.2).

Входящие в эти уравнения величины вычисляются по тем же зависимостям, что и для конденсационного энергоблока. При определении количества теплоты, отпущенной с паром потребителям из производственного отбора  $Q_{\Pi}$ , в уравнение (4.3) добавляется слагаемое расхода теплоты промышленным потребителям

$$Q_{\Pi}^{\text{пр}} = D_{\Pi}^{\text{пр}} \cdot h_{\Pi} - D_{\text{пр}}^{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок}} - (D_{\Pi}^{\text{пр}} - D_{\text{ок}}^{\text{пр}}) \cdot h_{\text{дв}},$$

где  $D_{\Pi}^{\text{пр}}$ ,  $D_{\text{ок}}^{\text{пр}}$  - количество пара, отпущенного промышленным потребителям, и возвращенного от них конденсата;

$h_{\Pi}$ ,  $h_{\text{ок}}$ ,  $h_{\text{дв}}$  - энтальпия пара производственного отбора, возвращаемого с производства конденсата и добавочной воды.

КПД брутто теплофикационной турбинной установки по производству электрической энергии без учета расхода электроэнергии на собственные нужды и работы турбопривода питательного насоса

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{бр}} = 3600 \cdot N_{\text{э}} / Q_{\text{э}}$$

Тепловая нагрузка котлоагрегата  $Q_{\text{ка}}$  и КПД теплового потока  $\eta_{\text{тп}}$  находятся соответственно из выражений (4.5) и (4.6).

КПД брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству электрической энергии

$$\eta_{\text{тэц(э)}}^{\text{бр}} = 3600 \cdot N_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{ка}} / Q_{\text{э}} = \eta_{\text{ту(э)}}^{\text{бр}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{ка}}$$

КПД нетто ТЭЦ (энергоблока) по производству электроэнергии (с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды)

$$\eta_{\text{тэц(э)}}^{\text{н}} = \eta_{\text{тэц(э)}}^{\text{бр}} \cdot \eta_{\text{сн}}$$

Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную от ТЭЦ (энергоблока)

$$b_{\text{тэц(э)}}^{\text{н}} = 0,123 / \eta_{\text{тэц}}^{\text{н}}$$

КПД брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству теплоты

$$\eta_{\text{тэц(Q)}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\Pi}$$



Удельный расход условного топлива на ТЭЦ для производства теплоты  
внешним потребителям

$$b_{тэц(Q)}^{бр} = 34,1 / \eta_{тэц(Q)}^{бр}$$

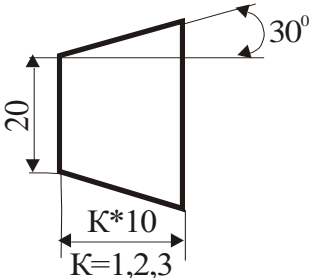
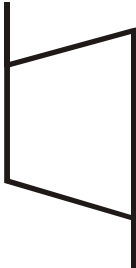
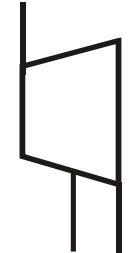
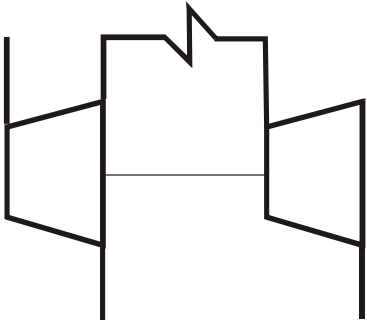
Таблица – Примерные значения КПД брутто парогенератора

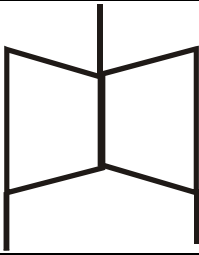
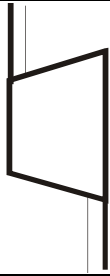
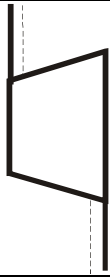
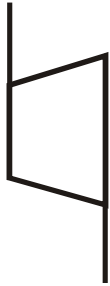
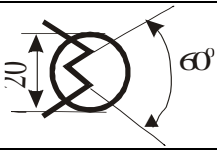
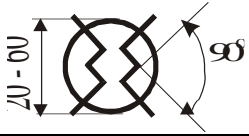
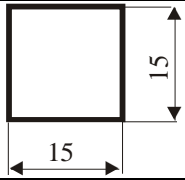
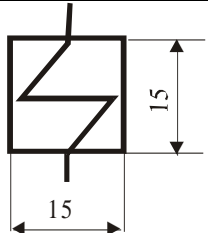
Топливо	Примерные значения КПД брутто парогенератора						
	Паропроизводительность парогенератора, кг/с						
	<50		≥50	<300	≥300	<500	≥500
Твердое	0,86	0,90	0,87	0,92	0,91	0,92	0,92
Газ	0,91	0,93	0,93	0,96	0,94	0,95	0,95
Мазут	0,88	0,91	0,92	0,95	0,93	0,94	0,94

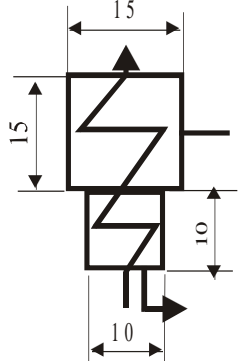
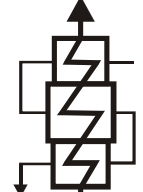
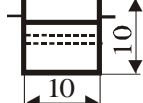
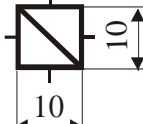
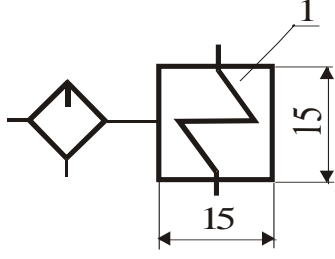
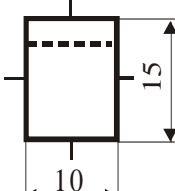

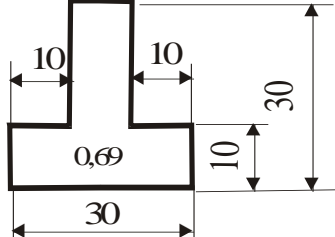

При выполнении студентами различных тепловых схем следует изображать элементы и связи последних согласно требованиям ГОСТ 21.403-80 «Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое», ГОСТ 2.782-96 «Обозначения условные графические. Машины гидравлические и пневматические», ГОСТ 2.784-96 «Обозначения условные графические. Элементы трубопроводов» и ГОСТ 2.785-70 «Обозначения условные графические. Арматура трубопроводная».

Ниже в таблицах приведены условные графические обозначения энергетического оборудования, трубопроводов и трубопроводной арматуры, электрооборудования, входящих в состав тепловых схем.

Таблица - Турбины и турбинное оборудование

Наименование	Обозначение
1. Турбина (общее обозначение)	
1.1. Турбина паровая. Цилиндр турбины однопоточный	
1.2. Турбина паровая с регулируемым отбором пара	
1.3. Турбина паровая с промежуточным перегревом. Примечание: размеры пароперегревателя см. в табл.2.	

<p>1.5. Турбина паровая двухпоточная. Цилиндр турбины двухпоточный.</p>	
<p>1.6. Турбина газовая</p>	
<p>1.7. Турбина воздушная.</p>	
<p>1.8. Турбина гидравлическая.</p>	
<p>2. Конденсатор поверхностный</p>	
<p>3. Конденсатор поверхностный двухпоточный</p>	
<p>4. Теплообменник смешивающий</p>	
<p>5. Подогреватель поверхностный (общее обозначение). Примечание: размеры змеевика см. в табл.2 п.2.</p>	

<p>5.1. Подогреватель с охладителем конденсата.</p>	
<p>5.2. Подогреватель с пароохладителем и охладителем конденсата.</p>	
<p>6. Сепаратосборник.</p>	
<p>7. Испаритель турбоустановки.</p>	
<p>8. Сепаратор-пароперегреватель промежуточный (СПП) одноступенчатый. (Если сепаратор многоступенчатый, то поз.1. повторяют в зависимости от числа ступеней).</p>	
<p>9. Колонка разделительная (сепаратор-расширитель).</p>	
<p>10. Редукционно-охлаждающая установка (РОУ).</p>	
<p>11. Деаэратор (рабочее давление проставляется в контурах бака)</p>	
<p>12. Потребитель тепла.</p>	

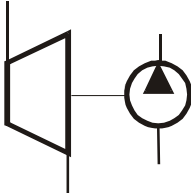
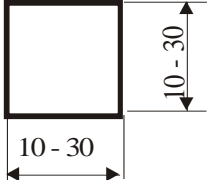
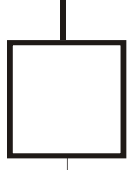
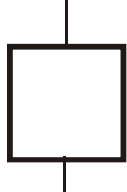
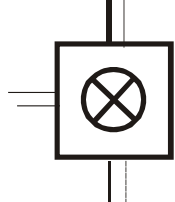
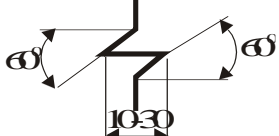
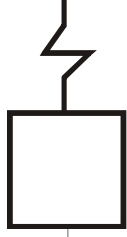
13. Турбонасос.	
-----------------	---

Таблица - Котлы и камеры сгорания

Наименование	Обозначение
1. Котел, камера сгорания ГТУ (общее обозначение).	
1.1. Котел паровой	
1.2. Котел водяной (бойлер).	
1.3. Камера сгорания ГТУ для производства горячего газа.	
2. Пароперегреватель.	
3. Котел с пароперегревателем.	

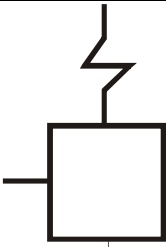
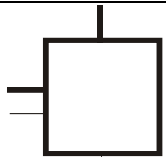
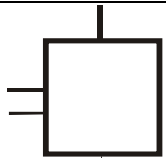
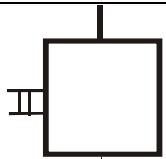
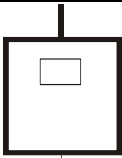
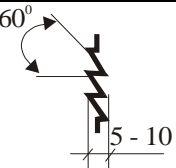
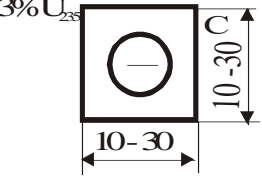
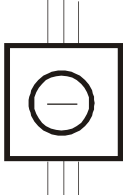

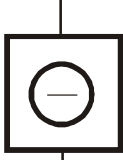

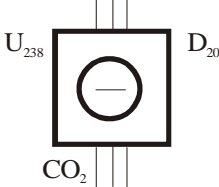

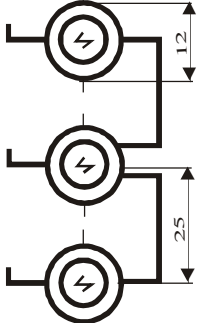

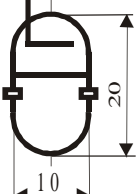
4. Котел на твердом топливе с пароперегревателем.	
5. Котел на газообразном топливе.	
6. Котел на жидком топливе.	
7. Котел на горючих отходах.	
8. Котел с электронагревом.	
9. Экономайзер.	

Таблица - Реакторы для АЭС и оборудование I контура

Наименование	Обозначение
<p>1. Реактор ядерный (общее обозначение).  Примечание: а) ядерное топливо обозначают символом с указанием концентрации в процентах, который помещают слева от обозначения, например, 3% <math>U_{235}</math>;  б) замедлитель обозначают символом, который помещают справа от обозначения, например, С.</p>	

<p>2. Реактор с обозначением числа петель (трехпетельный).</p>	
<p>3. Реактор с зоной воспроизводства.</p>	
<p>4. Реактор, охлаждаемый водой под давлением.</p>	
<p>5. Реактор, охлаждаемый кипящей водой.</p>	
<p>6. Реактор трехпетельный на природном уране (<math>U_{238}</math>) с тяжелой водой (<math>D_{20}</math>) в качестве замедлителя охлаждаемый газом (<math>CO_2</math>).</p>	
<p>7. Парогенератор реактора ВВЭР.</p>	
<p>8. Парогенератор модульный реактора БН.</p>	
<p>9. Сепаратор реактора РБМК.</p>	
<p>10. Компенсатор давления теплоносителя ядерного реактора (паровой).</p>	

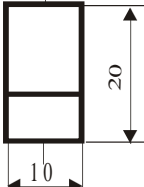
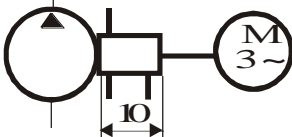
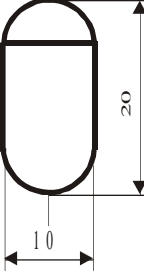
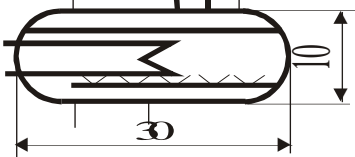
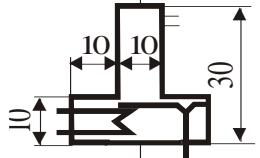
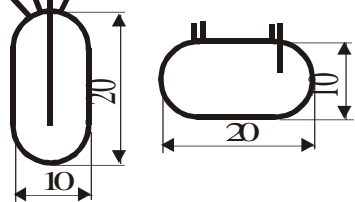
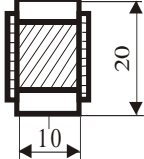



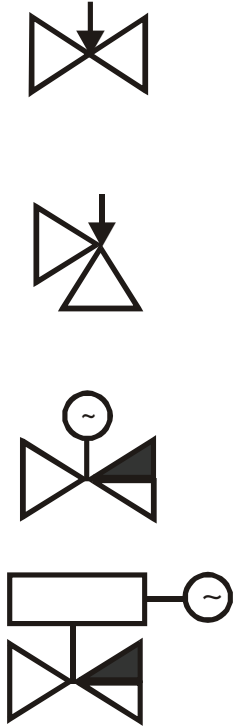



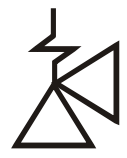














11. Компенсатор давления теплоносителя ядерного реактора (газовый).	
12. Насос ГЦН.	
13. Гидроемкость.	
14. Барботер.	
15. Деаэратор 1-го контура.	
16. Деаэратор 2-го контура.	См. п.19 табл.1.
17. Монжюс.	
18. Аппарат контактный.	
19. Спринклер.	

Таблица - Арматура и линии трубопроводов

Наименование	Обозначение
--------------	-------------



<p>1. Вентиль (клапан) запорный: а) проходной;</p> <p>б) угловой.</p>	
<p>2. Вентиль (клапан) трехходовой.</p>	
<p>3. Вентиль, клапан регулирующий: а) проходной;</p> <p>б) угловой;</p> <p>в) с электроприводом;</p> <p>г) с колонкой дистанционного управления.</p>	
<p>4. Клапан обратный: а) проходной;</p> <p>б) угловой.</p> <p>Примечание: движение рабочей среды через клапан должно быть направлено от белого треугольника к черному.</p>	
<p>5. Клапан дроссельный.</p>	
<p>6. Клапан предохранительный: а) проходной;</p>	

б) угловой.	
7. Клапан редукционный. Примечание: вершина треугольника должна быть направлена в сторону повышенного давления	
8. Задвижка.	
9. Шайба дроссельная.	
10. Набор дроссельных шайб.	
11. Электропривод.	
12. Впрыскивающий пароохладитель.	
13. Расходомер.	
14. Воронка открытая.	
15. Выхлоп в атмосферу.	
16. Фильтр водяной.	
17. Свежий пар.	
18. Пар промежуточного перегрева.	
19. Питательная вода, впрыск.	
20. Конденсат.	
6. Клапан предохранительный: а) проходной;	














б) угловой.	
21. Пар отборов, на обдувку.	
22. Пар уплотнений.	
23. Дренаж.	
24. Паровоздушная смесь.	
25. Рециркуляция, линия растопки.	
26. Выпар.	
27. Химобессоленная вода.	
28. Циркуляционная вода.	
29. Пар сбросной, перепускной, на собственные нужды.	
30. Соединение трубопроводов.	
31. Непрерывная продувка.	
32. Периодическая продувка.	

Таблица - Насосы, тяго-дутьевые машины и электрооборудование

Наименование	Обозначение
--------------	-------------

1. Насос.	
2. Компрессор.	
3. Насос струйный: а) общее обозначение;  б) с жидкостным внешним потоком.	
4. Вентилятор: а) центробежный;  б) осевой.	
5. Генератор трехфазного тока.	
6. Генератор постоянного тока.	
7. Электродвигатель переменного тока трехфазный.	
8. Электродвигатель постоянного тока.	
9. Возбудитель. Примечание: позиции 5 – 9 выполнены согласно ГОСТ 2.722-68	

**Примечание:** элементы, размеры которых не определены соответствующим ГОСТом, следует выполнять таким образом, чтобы сохранялась пропорциональность между ними, и не затруднялось чтение чертежа.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции.- М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328с.
2. Тепловые и атомные электрические станции /Под ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина.- М.: Энергоиздат, 2002. – 624 с.
3. Тепловые схемы и показатели теплофикационных паротурбинных установок ТЭС и АЭС / Под ред. В.Ф.Жидких. – М.: Моск.энергет.ин-т, 2007. – 76 с.
4. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций (НТПЭС-74). – М.: Энергия, 2004. – 81 с.
5. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование. Учебное пособие для вузов / Под ред. А.М.Леонкова и А.Д. Качана. - Мн.: Высшая шк., 2000. – 336 с.
6. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. Учебник для вузов – 2-е изд. перераб. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 408 с., ил.

Подписано в печать 2018 г.  
Формат 60/84 1/16 Бум. офсетная №1. Усл. печ. л.3.5  
Печать ризографическая  
Редакционно-издательский отдел ГГНТУ  
Тираж 25 экз. Заказ №

---

Государственное образовательное учреждение высшего образования  
«Грозненский государственный нефтяной технический университет»  
им. акад. М.Д. Миллионщикова» 2018 г.  
364905, г. Грозный, пр. Х.А. Исаева, 100