

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет**

**Кафедра теплотехники и теплоэнергетики**

**ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
НА АЭС И ТЭС**

*Методические указания к курсовой работе  
для студентов магистратуры направления 13.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019**

УДК 519.86:622.3.012 (073)

**ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА АЭС И ТЭС:** Методические указания к курсовой работе / Санкт-Петербургский горный университет. Сост. *В.В. Андреев*. СПб, 2019. 28 с.

Методические рекомендации предназначены для систематизации, закрепления и расширения знаний по специальным курсам; усвоения принципов повышения эффективности ТЭС и АЭС, а также методов расчета тепловых схем паротурбинных установок и анализа влияния технических решений, принятых при выборе тепловой схемы, и режимных факторов на технико-экономические показатели установок; приобретения навыков самостоятельной творческой работы. Методическое пособие содержит рекомендации по выбору и составлению принципиальных и развернутых тепловых схем электростанций; порядок расчета тепловых схем; определение показателей экономичности работы электростанции.

Предназначены для студентов магистратуры направления 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника».

Научный редактор проф. *В.А. Лебедев*

Рецензент д-р. техн. наук *П.А. Кругликов* (НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова)

## ВВЕДЕНИЕ

Целями курсовой работы являются:

- систематизация, закрепление и расширение знаний по специальным дисциплинам;
- усвоение принципов повышения эффективности ТЭС и АЭС, а также методов расчета тепловых схем паротурбинных установок (ПТУ) и анализа влияния технических решений, принятых при выборе тепловой схемы, на технико-экономические показатели установок;
- приобретение навыков самостоятельной творческой работы;
- использование справочных и нормативных материалов, периодической и учебной литературы.

### **1. Объем и содержание курсовой работы**

Объем и содержание курсовой работы определяются выпускающей кафедрой. В качестве типового можно рекомендовать следующее содержание работы:

1. Выбор основного и вспомогательного оборудования и разработка 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. Определение технико-экономических показателей установки и сравнение их с нормативными значениями.

В объем курсовой работы входит расчетно-пояснительная записка (30-40 стр.) с обобщением результатов расчетов и заключением, а также графический материал на одном - двух листах. На первом листе изображается развернутая тепловая схема ПТУ, на втором (при необходимости) - результаты расчетов.

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 согласно ГОСТ.

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

Принципиальная тепловая схема ЭС (ПТС) – это графическое изображение в условных обозначениях всех этапов технологического процесса преобразования тепловой энергии, выделившейся при сжигании органического или ядерного топлива, в электрическую и тепловую энергию для промышленных и бытовых потребителей. ПТС включает лишь основные технологические этапы, исключая подготовительные, вспомогательные, пусковые и регулировочные процессы и необходимые для этого оборудование и связи. 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.

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.

Пример ПТС для теплового расчета энергоблока с турбиной К-300 представлен на рис. 1.

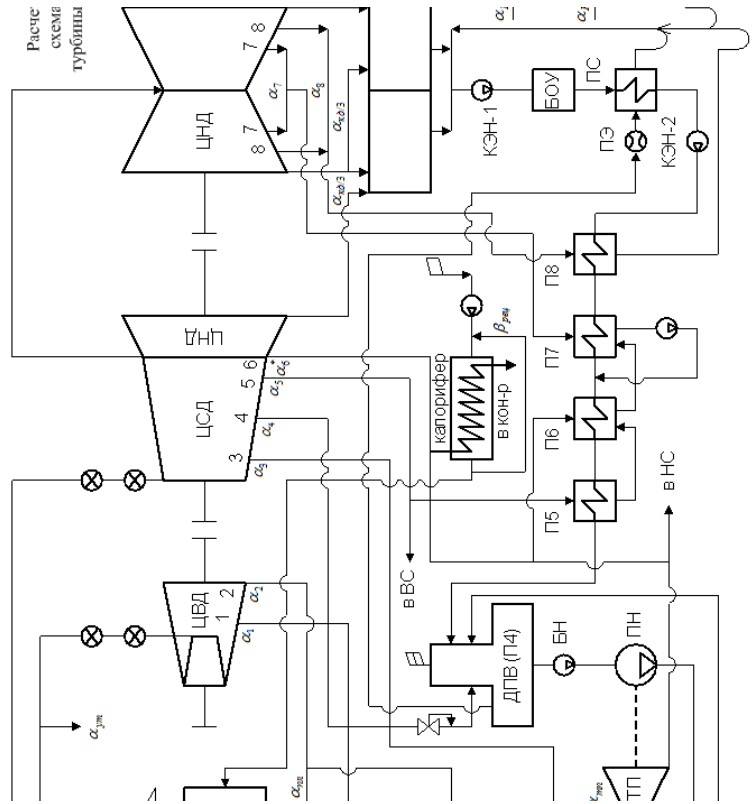


Рис 1. ТПС для теплового расчета энергоблока с турбиной К-300-240 ЛМЗ

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

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 устанавливают предвключенные (бустерные) насосы.

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.

### **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 номинального режима работы ТЭС.

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. По этому режиму выбирают мощность котлов и вспомогательного оборудования;
- б) режим максимальной тепловой нагрузки турбины при температуре наружного воздуха, 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. В курсовом проекте рекомендуется использовать первый метод, как дающий достаточно точное решение задачи без последовательных приближений.

### **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

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

где  $\alpha_{yt}$  – 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

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

где  $\alpha_{пр}$  – 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  $\alpha_{пр} = 0$ . Количество добавочной воды  $D_{дв}$ , подаваемой в тепловую схему для подпитки котлов, определяется внутренними и внешними (на производстве) потерями конденсата, т.е.

$$D_{дв} = D_{yt} + D'_{пр} + D_{пот}^{вн},$$

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

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

### 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 завода изготовителя турбины.

Давление и расход пара в производственный отбор задается тепловым потребителем, а в отопительных отборах определяется по графику сетевой воды как

$$p_{\tau} = p_n + \Delta p,$$

где  $p_n$  – давление пара при температуре насыщения  $t_n = t_c + \Delta t$  (здесь  $t_c$  – 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 ЦНД - рассчитать по формуле Стодолы-Флюгеля, предполагая чисто дроссельное парораспределение.

Построение процесса расширения пара в  $h,s$ -диаграмме должно производиться с учетом реальных значений внутренних относительных КПД цилиндров  $\eta_{oi}$ .

Пример построения процесса работы пара в главной паровой турбине и турбоприводе питательного насоса турбоустановки К-300-240-ЛМЗ показан на рис. 2.

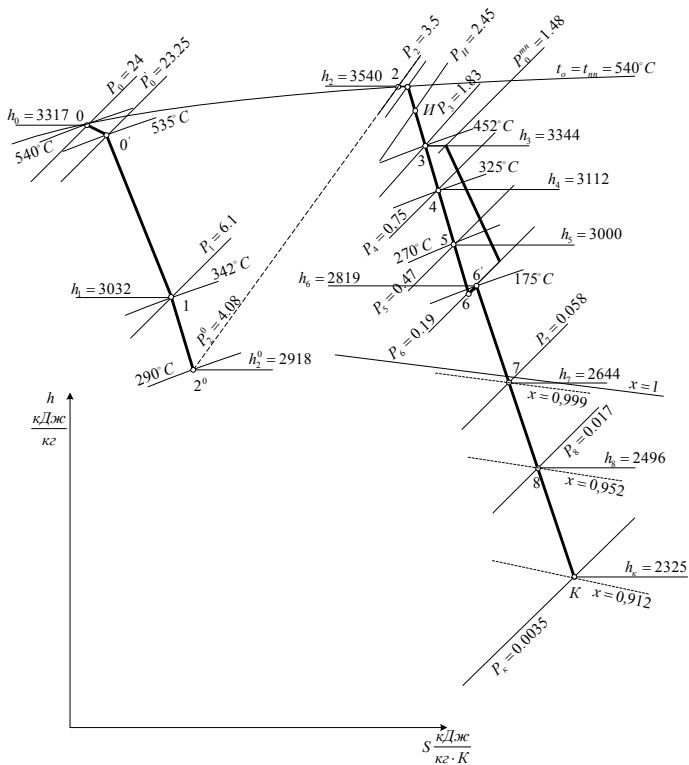


Рис. 2. Процесс работы пара в главной паровой турбине и турбоприводе питательного насоса турбоустановки К-300-240-ЛМЗ

### 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

$$t_{в2} = t_{н}^{\text{под}} - \Delta t.$$

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. Для отборов после промперегрева, а также для ПТУ без промперегрева ( $\Delta h_{пп}=0$ ):

$$y_{отб} = \frac{h_{отб} - h_{к}}{h_{о} - h_{к} + \Delta h_{пп}},$$

для отборов до промперегрева

$$y_{отб} = \frac{h_{отб} - h_{к} + \Delta h_{пп}}{h_{о} - h_{к} + \Delta h_{пп}},$$

где  $h_{о}, h_{к}$  – энтальпия свежего и отработавшего пара;

$h_{отб}$  – энтальпия пара в отборе;

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

### 3.4. Составление тепловых балансов и определение расхода пара на регенерацию теплоты рабочего тела

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:

$$Q_T = G_{CB} c_p (t_{c2} - t_{oc}),$$

где  $Q_T$  – отопительная нагрузка, кДж/кг,  
 $G_{CB}$  – расход сетевой воды, кг/с,  
 $t_{c2}$  и  $t_{oc}$  – температура воды в прямой и обратной сети °С,  
 $c_p$  – теплоёмкость воды, кДж/кг·К.

Температуру насыщения в подогревателях  $t_n$  определяют по заданному недогреву  $\Delta t = 5^\circ\text{C}$  ( $t_n = t_{c2} + \Delta t$ ).

Тогда давление пара  $p_n$  в отопительном отборе определяется по  $t_n$  ( $p_{c2} = p_n + \Delta p$ ), 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 –  $t_{c1}$ , давление в отопительном отборе –  $p_{c1}$ .

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

$$D_{СП} q = G_{CB} \tau \left( \frac{1}{\eta_{п}} \right),$$

$q = h'' - h_{др}$  – теплота, отдаваемая паром в подогревателе, кДж/кг;

$\tau = h_{ВЫХ}^B - h_{ВХ}^B$  – повышение теплосодержания воды в одогревателе, кДж/кг;

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

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

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

где  $h_{пр}$ ,  $h'_{пр}$  и  $h''_{пр}$  – 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 (рис. 3).

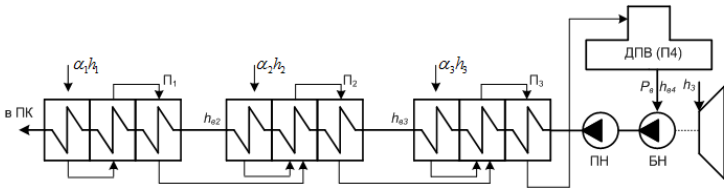


Рис. 3. Расчетная схема ПВД.

Расчет поверхностных подогревателей производится по уравнениям теплового баланса:

$$G_{в} c_{рв} (t_{в2} - t_{в1}) \eta_{под} = \sum_{i=1}^n D_{вxi} (h_{вxi} - h_{дри}),$$

где  $G_{в}$ ,  $c_{рв}$  – расход воды через подогреватель и её теплоёмкость;

$t_{в1}$ ,  $t_{в2}$  – температура воды на входе и выходе из подогревателя;

$D_{вxi}$ ,  $h_{вxi}$  – расход и энтальпия  $i$ -ых греющих потоков, направляемых в подогреватель;

$h_{дри}$  – энтальпия дренажа при сбросе из подогревателя.

$\eta_{под} \approx 0,98$  - коэффициент, учитывающий потери тепла в теплообменнике.

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

$$h_{др} = c_p (t_{в1} - \Delta t_{од}),$$

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  $t_{\text{в}2}$  (при этом можно положить  $\Delta t=0$ ), затем находится нагрев воды в охладителе перегретого пара  $\Delta t_{\text{в}}^{\text{оп}}$ , и уточняются значения

$$t_{\text{в}2}^{\text{ур}} = t_{\text{н}}^{\text{под}} - \Delta t + \Delta t_{\text{в}}^{\text{оп}} = t_{\text{в}2} + t_{\text{в}}^{\text{оп}},$$

а затем рассчитывается значение уточненного расхода пара на подогреватель при уточненной величине  $t_{\text{в}2}^{\text{ур}}$  (порядок расчёта ПВД показан в Приложении 1).

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

$$\sum_{i=1}^n G_{\text{вх}i} = \sum_{j=1}^m G_{\text{вых}j}$$

и теплового балансов

$$\sum_{i=1}^n G_{\text{вх}i} h_{\text{вх}i} \eta_{\text{под}} = \sum_{j=1}^m G_{\text{вых}j} h_{\text{вых}j}$$

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

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 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 ( $\alpha_{\text{упл}}^{\text{под}} \approx 0,0075$ ) и деаэраторе,

другая половина – в охладителе пара уплотнения и сальниковом подогревателе ( $\alpha_{\text{упл}}^{\text{оу}} \approx 0,0075$ ), где  $\alpha_{\text{упл}} = \alpha_{\text{упл}}^{\text{под}} + \alpha_{\text{упл}}^{\text{оу}} \approx 0,015$ .

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  $D_0$ .

### 3.5. Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбоустановку можно определить из уравнения мощности

$$D_0 = \frac{N_{\text{э}}}{h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}} + \sum_{i=1}^n (D_{\text{отб}i} y_{\text{отб}i}) (1 + \alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}})$$

где  $N_{\text{э}}$  – электрическая мощность на клеммах генератора;

$\eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}$  – электромеханический КПД турбогенератора;

$D_{\text{отб}i}$ ,  $y_{\text{отб}i}$  – расход пара в  $i$ -ый отбор турбины и коэффициент недовыработки для этого отбора;

$\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}}$  – приведенная относительная величина утечек пара через концевые уплотнения турбины. В первом приближении можно принимать  $\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}} \approx 0,015$  (около 1,5% от  $D_0$ ).

Получив значение  $D_0$ , а затем – величины расходов пара в отборы  $D_{\text{отб}i}$ , находится расход пара в конденсатор

$$D_{\text{к}} = D_0 - \sum_{i=1}^n D_{\text{отб}i}.$$

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

$$N = (h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}) [D_{\text{к}} + \sum_{i=1}^n D_{\text{отб}i} (1 - y_{\text{отб}i})] \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}, \text{ МВт.}$$

Условие 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

$$Q_0 = D_0(h_0 - h_{пв}) + D_{пп}(h_{пп2} - h_{пп1}) + D_p(h_p - h_{пв})D_{дв}^{BH}(h_{пв} - h_{дв})$$

где  $D_0$ ,  $D_{пп}$ ,  $D_p$  и  $D_{дв}^{BH}$  – соответственно расход пара на турбоустановку, количество пара, поступающего на промперегрев и полученного в расширителе продувки, а также количество добавочной воды, восполняющей внутростанционные 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.)

$$Q_п = \sum_{i=1}^k D_п h_п - \sum_{j=1}^m D_{ок} h_{ок}$$

где  $\sum_{i=1}^k D_п h_п$  – сумма произведений расходов пара различным внешним потребителям на энтальпию пара отбора;

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

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

$$Q_{от} = D_{св} c_{рв} (t_2 - t_{oc}),$$

где  $D_{св}$  – расход сетевой воды;



$t_2, t_{oc}$  – температура сетевой воды за и перед сетевой установкой;  
 $c_{рв}$  – изобарная теплоемкость сетевой воды.

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

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

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

$$N_{тп} = \frac{D_{пв} V_{ср} (p_n - p_{вс}) 10^3}{\eta_n}.$$

Удельный расход теплоты турбинной установкой без учета работы турбопривода питательного насоса

$$q_{ту}^н = \frac{Q_э 10^3}{N_э};$$

КПД брутто турбинной установки

$$\eta_{ту}^{бр} = \frac{3600}{q_{ту}^{бр}};$$

КПД нетто турбинной установки

$$\eta_{ту}^н = \frac{3600}{q_{ту}^н}.$$

Тепловая нагрузка котлоагрегатов

$$Q_{ка} = D_{ка} (h_{пе} - h_{пв}) + D_{пп} (h_{пп2} - h_{пп1}) + D_{пр} (h_{пр} - h_{пв}),$$

где  $D_{ка}$  – производительность котлоагрегата;

$D_{пр}$  – количество продувочной воды барабанного котла;

$h_{пе}, h_{пп2}, h_{пп1}$  – энтальпия свежего пара после котла, пара промежуточного перегрева после котла и перед ним;  $h_{пв}$  – энтальпия продувочной воды.

Для определения  $h_{пп1}$  и  $h_{пп2}$  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)

$$\eta_{тп} = \frac{Q_0}{Q_{ка}}$$

Часовой расход теплоты на КЭС (энергоблоком)

$$Q_{кэс} = \frac{Q_{ка}}{\eta_{ка}}$$

где  $\eta_{ка}$  – КПД брутто котлоагрегата.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии

$$q_{кэс}^{бр} = \frac{Q_{кэс}}{N_э}$$

КПД брутто КЭС по производству электрической энергии

$$\eta_{кэс}^{бр} = \frac{3600}{q_{кэс}^{бр}}$$

КПД нетто КЭС (энергоблока)

$$\eta_{кэс}^н = \eta_{кэс}^{бр} \eta_{сн}$$

где  $\eta_{сн}$  – коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды станции (энергоблока)

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

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

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

Удельный расход теплоты нетто на КЭС

$$q_{кэс}^н = \frac{3600}{\eta_{кэс}^н}$$

Удельный расход условного топлива, кгут/кВтч, 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

$$b_Q = 3,41/(\eta_{\text{ка}}\eta_{\text{тп}}\eta_{\text{п}}), \text{ кгут/ГДж},$$

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  $Q_э$  определяется также как и в пункте 4.1. Соответственно, величины вычисляются по тем же зависимостям, что и для конденсационного энергоблока. При определении количества теплоты, отпущенной с паром потребителям из производственного отбора  $Q_{\text{п}}$  добавляется слагаемое расхода теплоты промышленным потребителям

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

где  $D_{\text{п}}^{\text{пп}}$ ,  $D_{\text{ок}}^{\text{пп}}$  – количество пара, отпущенного промышленным потребителям, и возвращенного от них конденсата;

$h_{\text{п}}$ ,  $h_{\text{ок}}$ ,  $h_{\text{дв}}$  – 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

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{бр}} = 3600 \frac{N_э}{Q_э}.$$

Тепловая нагрузка котлоагрегата  $Q_{ка}$  и КПД теплового потока  $\eta_{тп}$  находятся также как в пункте 4.1.

КПД брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству электрической энергии

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

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

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

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

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

КПД брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству теплоты

$$\eta_{тэц(Q)}^{бр} = \eta_{ка}\eta_{тп}\eta_{п}.$$

Удельный расход условного топлива на ТЭЦ для производства теплоты внешним потребителям

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

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование : учеб. пособие / А.А. Кудинов. — М. : ИНФРА-М, 2018. -325 с.  
<http://znanium.com/bookread2.php?book=935473>
2. Тепловые электрические станции: учеб. для вузов / В. Я. Рыжкин ; под ред. В. Я. Гиршфельда. - Изд. 3-е, перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1987. - 326 с.
3. Тепловые и атомные электростанции: учебник для вузов / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишин. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - М.: Энергоиздат, 1982. - 455 с.
4. Проектирование и строительство тепловых электростанций/ И. П. Купцов, Ю. Р. Иоффе. - М. : Энергоатомиздат, 1985. - 407 с.
5. Теплоэнергетика и теплотехника: справочная серия: в 4 кн. / под общей редакцией А.В. Клименко и В.М. Зорина. – 4-е изд., стеротип. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. Кн. 3: Тепловые и атомные электростанции. – 648 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.
7. Тепловые и атомные электростанции: учеб.-метод. комплекс/ сост. Б. Л. Паскарь. - СПб. : Изд-во СЗТУ, 2008. - 176 с.

## Порядок расчета подогревателей высокого давления

Цель расчета – определение расхода пара на ПВД.

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

$$h_1 = f(p_{п1}; t_{отб1}),$$

$$h_2 = f(p_{п2}; t_{отб2}),$$

$$h_3 = f(p_{п3}; t_{отб3}),$$

$$p_{пi} = p_{отбi} - (0,05 \dots 0,10)p_{отбi}.$$

2. Определение энтальпии питательной воды за основной поверхностью (за собственно подогревателем) при давлении  $p_{вi}$ , создаваемым питательным насосом  $p_{пн} = 1,2p_0$  и температуре  $t_{в}$ , меньшей чем температура насыщения греющего пара, на  $\Delta t = 2 \dots 5$  °С

$$t_{в} = t_s - \Delta t,$$

$$h'_{пвi} = f(p_{вi}, t'_{вi}).$$

3. Определение энтальпий пара после пароохладителя (ОП) – по остаточной температуре перегрева, принимаемой на  $8 \dots 12$  °С больше, чем температура насыщения пара в основной поверхности ( $t'_п = t_s + Q_{оп}$ ), и при давлении пара в основной поверхности  $p_{опi} \approx 0,98p_{пi}$

$$h_{опi} = f(p_{опi}; t'_{пi})/$$

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

$$h_{ок1} = h'_{пв2} + (20 \dots 40),$$

$$h_{ок2} = h'_{пв3} + (20 \dots 40),$$

$$h_{ок3} = h'_д + (20 \dots 40).$$

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:

$$h'_d = h_d + \frac{\Delta p_n v_n}{\eta_n},$$

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

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

$\eta_n = 0,78 \dots 0,82$  – 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  $D_{пв}$ , кг/с.

Уравнения теплового баланса:

для ПВД 1

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

для ПВД 2

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

для ПВД 3

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

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

6. Оценка подогрева воды в пароохладителях (ОП).

Из уравнений теплового баланса охладителей пара определяются энтальпии питательной воды после каждого подогревателя  $h_{пви}$ , кДж/кг.

Уравнения теплового баланса:

для ПВД 1

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

для ПВД 2

$$D_{\text{пв}}(h_{\text{пв2}} - h'_{\text{пв2}}) = D_{\text{п2}}(h_2 - h_{\text{оп2}})\eta_{\text{п}};$$

для ПВД 3

$$D_{\text{пв}}(h_{\text{пв3}} - h'_{\text{пв3}}) = D_{\text{п3}}(h_3 - h_{\text{оп3}})\eta_{\text{п}}.$$

По значениям энтальпий  $h_{\text{пв1}}$ ,  $h_{\text{пв2}}$ ,  $h_{\text{пв3}}$  и давлению питательной воды  $p=1,2p_0$  определяют уточненные значения температуры питательной воды  $t_{\text{пв1}}$ ,  $t_{\text{пв2}}$ ,  $t_{\text{пв3}}$ .

Уточнение рассчитанных значений энтальпий конденсата после каждого подогревателя  $h_{\text{ок}i}^{\text{YT}}$ , кДж/кг

$$h_{\text{ок1}}^{\text{YT}} = h_{\text{пв2}} + (20 \dots 40);$$

$$h_{\text{ок2}}^{\text{YT}} = h_{\text{пв3}} + (20 \dots 40);$$

$$h_{\text{ок3}}^{\text{YT}} = h'_{\text{д}}$$

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

Расходы пара  $D_{\text{п1}}^{\text{YT}}$ ,  $D_{\text{п2}}^{\text{YT}}$ ,  $D_{\text{п3}}^{\text{YT}}$ , кг/с определяются из уравнений теплового баланса:

для ПВД 1

$$D_{\text{пв}}(h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}}) = D_{\text{п1}}^{\text{YT}}(h_1 - h_{\text{ок1}}^{\text{YT}})\eta_{\text{п}};$$

для ПВД 2

$$D_{\text{пв}}(h_{\text{пв2}} - h_{\text{пв3}}) = [D_{\text{п2}}^{\text{YT}}(h_2 - h_{\text{ок2}}^{\text{YT}}) + D_{\text{п1}}^{\text{YT}}(h_{\text{ок1}}^{\text{YT}} - h_{\text{ок2}}^{\text{YT}})]\eta_{\text{п}};$$

для ПВД 3

$$D_{\text{пв}}(h_{\text{пв3}} - h'_{\text{д}}) = [D_{\text{п3}}^{\text{YT}}(h_3 - h_{\text{ок3}}^{\text{YT}}) + (D_{\text{п1}}^{\text{YT}} + D_{\text{п2}}^{\text{YT}})(h_{\text{ок2}}^{\text{YT}} - h_{\text{ок3}}^{\text{YT}})]\eta_{\text{п}}.$$



### 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

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

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

$$D_э q_э = \frac{D'_k \tau_э}{\eta_n};$$

$$D_{пу} q_{пу} = \frac{D'_k \tau_{пу}}{\eta_n},$$

где:  $D_э = \alpha_э D_0$  и  $D_{пу} = \alpha_y D_0$  – 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. Например, для схемы из четырех ПНД и двух СМ уравнения теплового баланса будут иметь следующий вид:

для ПНД 4

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

Здесь  $h_4$  и  $h'_4$  – энтальпии соответственно греющего пара и его дренажа в ПНД4;  $h_{п4}^B$  и  $h_{п5}^B$  – энтальпии основного конденсата соответственно на выходе из ПНД4 и на входе в него, которые определяются по температуре основного конденсата с учетом подогрева в ПНД4 и ПНД5 до температуры насыщения греющего пара в этих подогревателях.

для ПНД5 и СМ2

$$[D_{п4}h'_4 + D_{п5}h_5 - (D_{п4} + D_{п5})h'_5]\eta_{п} = \\ = (h_{п5}^B - h_{см2}^B)(D'_k + D_{см1} + D_{см2}),$$

для ПНД 6 и СМ 1

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

для ПНД 7

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

В соответствии с расчетной схемой из уравнения теплового баланса деаэратора определяется  $D_d$  – расход пара на деаэратор, кг/с

$$D_{п4}^B(D_{п4} + D_{п5} + D_{п6} + D_{п7} + D_{см1} + D_{см2} + D'_k) + \\ + h_{окз}(D_{п1} + D_{п2} + D_{п3}) + D'_p h''_{пр} + D_d h_3 + \alpha_{цит} D_0 h_{шт} = \\ = (h''_d D_0 \alpha_y + D_{пв} h_d) \frac{1}{\eta_{п}},$$

здесь:  $h_d$  – энтальпия питательной воды после деаэратора;  $h''_d$  – энтальпия пара насыщения в ДП;  $h''_{пр}$  – энтальпия пара из расширителя непрерывной продувки котла;  $h_{шт}$  – энтальпия пара из штоков, регулирующих клапанов.

## Содержание

Введение. . . . .	3
1. Объём и содержание курсового проекта. . . . .	3
2. Выбор принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки. . . . .	4
3. Порядок расчёта тепловой схемы ПТУ. . . . .	6
3.1. Составление баланса основных потоков пара и воды. . . . .	7
3.2. Построение процесса расширения пара в турбине в $h,S$ - диаграмме. . . . .	9
3.3. Определение состояния пара и воды в системе регенерации. . . . .	10
3.4. Составление тепловых балансов и определение расхода пара на регенерацию теплоты рабочего тела. . . . .	11
3.5. Определение расхода пара на турбину. . . . .	15
4. Определение показателей экономичности работы. . . . .	16
4.1. Конденсационная паротурбинная установка. . . . .	16
4.2. Теплофикационная паротурбинная установка. . . . .	19
Библиографический список. . . . .	21
Приложения. . . . .	22

**ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
НА АЭС И ТЭС**

*Методические указания к курсовой работе  
для студентов магистратуры направления 13.04.01*

*Сост. В.В. Андреев*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
теплотехники и теплоэнергетики

Ответственный за выпуск *В.В. Андреев*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 24.06.2019. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 1,6. Усл.кр.-отт. 1,6. Уч.-изд.л. 1,3. Тираж 50 экз. Заказ 584. С 208.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2