



МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ А.А. ЕЖЕВСКОГО»
(ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ)

Энергетический факультет

Кафедра электроснабжения и электротехники

Подъячих С.В., Шпак О.Н.

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Методические указания к лабораторным работам студентов
(очного и заочного обучения) обучающихся по направлению подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника



Молодежный 2021

УДК: 620.9(075.8)

ББК 31.19

Рецензент: д.т.н., доцент Алтухов И.В., профессор кафедры энергообеспечения и теплотехники ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ.

Общая энергетика: методические указания к лабораторным работам по / С.В. Подъячих, Шпак О.Н. – Молодёжный: Издательство ФГБОУ ВО Иркутского ГАУ, 2021.- 88 С.

Методические указания предназначены для изучения курса «Общая энергетика». Указания включают в себя семь лабораторных работ с описанием различных видов электрических станций, а также описание основного оборудования используемого при производстве тепловой и электрической энергии. Данные материалы разработаны для студентов-бакалавров направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника (профиль – Электроснабжение).

Методические указания рассмотрены и одобрены кафедрой электроснабжения и электротехники (протокол № 7 от 10.03.2021 г.).

Методические указания рекомендованы к печати методической комиссией энергетического факультета (протокол № 7 от 15.03.2021 г.).

© Подъячих С.В., Шпак О.Н. 2021
© ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ, 2021

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
Лабораторная работа № 1.	ОСНОВНЫЕ
ПОНЯТИЯ И ПОЛОЖЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИКИ.....	5
Лабораторная работа № 2	ТЕПЛОВЫЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ	13
Лабораторная работа № 3	АТОМНЫЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ	22
Лабораторная работа № 4	
ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ	32
Лабораторная работа № 5	КОТЕЛЬНЫЕ
УСТАНОВКИ ТЭС. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА.....	49
Лабораторная работа № 6	КОНСТРУКЦИЯ
ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ПАРА И ТОПЛИВА	60
Лабораторная работа № 7	СИСТЕМЫ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	68
Приложения	81
Библиографический список	86

ВВЕДЕНИЕ

Целью методических указаний к лабораторным работам по курсу «Общая энергетика» является ознакомление студентов обучающихся по направлению «Электроснабжение и электротехники», с принципами производства электроэнергии на различных типах ТЭС, АЭС и ГЭС, ознакомление студентов с различными системами теплоснабжения для коммунально-бытовых и производственных целей, усвоение студентами основных положений технической термодинамики.

При разработке методических указаний были использованы: учебное пособие, разработанное Ш.Р. Абдурашитовым; учебное пособие, написанное Г.Ф. Быстрицким; учебник, предложенный С.П. Рудобаштой; учебник, написанный Л.С. Стерманом, В.М. Лавыгиным и С.Г. Тишиным и др.

Поскольку методические указания имеет главным образом учебное назначение, в ней, как правило, отсутствуют ссылки на использованную литературу. Прилагаемый список литературы следует рассматривать, прежде всего, как рекомендации авторов тех источников, где студент может найти более подробные сведения по изучаемому вопросу.

Лабораторная работа № 1.

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПОЛОЖЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИКИ

Цель работы – изучить основные понятия и положения термодинамики.

Программа работы:

- изучить основные понятия и определения технической термодинамики;
- выполнить индивидуальное задание;
- составить отчет.

Краткие теоретические сведения

1. Основные понятия и определения

Термодинамической системой называется совокупность материальных тел, являющихся объектом изучения и находящихся во взаимодействии с окружающей средой. Простейшим примером термодинамической системы может служить газ, находящийся в цилиндре с поршнем. Окружающей средой здесь являются цилиндр и поршень, воздух, который их окружает, и т.д.

В общем случае термодинамическая система может обмениваться с окружающей средой и веществом: такая система называется *открытой*. Если вещество не проходит через контрольную поверхность, то система называется *закрытой*. Термодинамическую систему, которая не обменивается теплотой с окружающей средой, называют *адиабатной* (теплоизолированной). Термодинамическая система, не обменивающаяся с окружающей средой ни массой, ни теплотой называется *изолированной*.

При анализе процессов взаимного превращения теплоты и работы материальные тела в зависимости от выполняемой ими функции подразделяют на источники теплоты (горячие и холодные) и рабочие тела.

Рабочими телами в технической термодинамике называют вещества (газы, пары), составляющие термодинамическую систему, которые, изменяя свое состояние при нагревании (охлаждении) или в процессе сжатия (расширения), обеспечивают взаимопревращение теплоты и работы.

Горячие источники теплоты – это тела окружающей среды, которые имеют более высокую температуру, чем рабочее тело, и которые отдают ему теплоту.

Холодными источниками теплоты называют тела окружающей среды, которым рабочие тела отдают теплоту.

Для определения конкретных физических условий, в которых находится термодинамическая система, используется ряд показателей, называемых *параметрами состояния*. Параметрами рабочего тела являются объем V (м^3), давление p (Па), термодинамическая температура T (К), внутренняя энергия U (Дж), энтропия S (Дж/К).

В качестве основных параметров состояния приняты давление p , удельный объем v , термодинамическая температура T .

Удельный объем v ($\text{м}^3/\text{кг}$) – это объем единицы массы рабочего тела. Если рабочее тело массой m (кг) занимает объем V (м^3), то по определению:

$$v = \frac{V}{m}. \quad (1.1)$$

Обратную величину называют плотностью ρ ($\text{кг}/\text{м}^3$):

$$\rho = \frac{m}{V}. \quad (1.2)$$

Давление – величина, определяемая отношением силы (нормальной составляющей), действующую на поверхность, к площади этой поверхности (Па = $\text{Н}/\text{м}^2$):

$$p = \frac{F_n}{S}, \quad (1.3)$$

где F_n – нормальная составляющая силы, Н; S – площадь поверхности, м^2 .

Различают *абсолютное* и *избыточное* давление. Под абсолютным давлением понимают действительное давление рабочего тела внутри сосуда. Под избыточным давлением понимают разность между абсолютным давлением в сосуде и давлением окружающей среды. Прибор, служащий для замера этой разности давлений, называют манометром.

Из приведенных выше определений следует, что для случая, когда давление в сосуде превышает давление окружающей среды:

$$p_a = p_m + p_b, \quad (1.4)$$

где p_a – абсолютное давление в сосуде, Па; p_m – манометрическое давление, Па; p_b – давление окружающей среды (барометрическое давление), Па.

Если давление меньше давления окружающей среды, то разность между ними называют *разрежением*, или *вакуумом*. Для измерения его служит вакуумметр – прибор, показывающий разность давления окружающей среды и абсолютного давления газа в сосуде. В этом случае:

$$p_a = p_b - p_v, \quad (1.5)$$

где p_v – разряжение, Па.

До настоящего времени в технике используется также старая единица измерения удельного давления – техническая атмосфера (ат), представляющая собой силу в 1 кгс, действующую на 1 см² площади.

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 = 10^4 \text{ кгс/м}^2 = 9,81 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 = 0,981 \text{ бар}$$
$$1 \text{ бар} = 1,011972 \text{ кгс/см}^2$$

При измерении давления в атмосферах применяются следующие условные обозначения: ата – для абсолютного давления и ати – для избыточного.

В технике применяется достаточно большое количество единиц измерения давления. Соотношения между ними приведены в приложении (табл. 1).

Температура – физическая величина, характеризующая меру интенсивности теплового движения. Она пропорциональна средней кинетической энергии движения частиц системы (тела). Термодинамическая температура отсчитывается от абсолютного нуля и измеряется в кельвинах (К). Наряду с нею в практических расчетах широко применяется шкала Цельсия.

Связь между термодинамической (абсолютной) температурой T и температурой по шкале Цельсия t (°C) следующая:

$$T = 273,15 + t. \quad (1.6)$$

Для сравнения величин, характеризующих термодинамические системы в одинаковых равновесных состояниях, введено понятие «нормальные физические условия»:

$$p_0 = 760 \text{ мм рт. ст.} = 101\,325 \text{ Па}$$

$$t_0 = 0 \text{ }^\circ\text{C} = 273,15 \text{ К}$$

Внутренняя энергия – это внутренняя кинетическая и внутренняя потенциальная энергии, сумма которых и составляет внутреннюю энергию тела. Если количество внутренней энергии рабочего тела до начала подвода теплоты к этому телу обозначить через U_1 , а количество внутренней энергии этого же тела после окончания подвода теплоты – через U_2 , то результатом процесса будет изменение внутренней энергии:

$$\Delta U = U_2 - U_1. \quad (1.7)$$

Для определения разности ΔU нет необходимости знать, по какому закону происходит подвод теплоты к телу. Поэтому внутренняя энергия тела может быть отнесена к группе параметров состояния.

Энтальпия H представляет собой сумму внутренней энергии U рабочего тела и произведения абсолютного давления системы p на ее объем V :

$$H = U + pV. \quad (1.8)$$

Единица измерения энтальпии – джоуль.

Энтальпия обладает свойством аддитивности. Величину $h = H/m = u + pv$ называют удельной энтальпией, т.е. энтальпией отнесенной к 1 кг рабочего тела.

В термодинамике пользуются еще одним параметром состояния рабочего тела – энтропией, устанавливающей связь между количеством теплоты и температурой. *Энтропия* – параметр состояния, являющийся функцией от его температуры, давления, удельного объема, энтальпии. Изменение энтропии определяют как отношение количества подведенного (или отведенного) тепла к средней абсолютной температуре данного тела. Данные для водяного пара в интервале давлений 0,02 – 225,5 атм приведены в приложении (табл. 2).

Удельная теплоемкость C – количество теплоты, которое необходимо для нагрева 1 кг массы на один градус. Для воды удельная теплоемкость составляет 1 ккал/кг·град. Данные таблицы 3 приложения показывают, что наиболее теплоемким веществом является вода, что и предопределило ее в роли «главного теплоносителя» в теплоэнергетике.

Теплота испарения – количество теплоты, необходимой для превращения вещества из жидкого состояния (фазы) в газообразное состояние. Измеряется в ккал/кг или кДж/кг. В приложении (табл. 4) приведены показатели температуры кипения и удельной теплоты испарения (парообразования) при нормальном атмосферном давлении для некоторых веществ. Из нее видно, что для испарения 1 кг воды понадобится 539 ккал тепловой энергии. Из этого следует, что процесс испарения жидкости (так же как и обратный процесс конденсации пара) связан с поглощением или выделением больших количеств тепла.

Теплота плавления – количество теплоты, необходимой для расплавления вещества, т.е. превращения его из твердого в жидкое состояние (фазу). В приложении (табл. 5) приведены температура и удельная теплота плавления при нормальном атмосферном давлении для некоторых веществ.

Теплота сгорания топлива (калорийность) – количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании данного вида топлива. Органическое топливо (уголь, сланец, торф, нефть, мазут, газ, спирт, дрова и т.д.) состоит из различного сочетания горючих (углерод, водород и сера) и негорючих элементов (влаги и золы), именуемых балластом топлива. Теплота сгорания каждого из них различна:

- а) 1 кг углерода при полном сгорании выделяет 8025 ккал (или 33600 кДж теплоты);
- б) 1 кг водорода соответственно – 34168 ккал (или 143,06 тыс. кДж);
- в) 1 кг серы – 2150 ккал (или 9000 кДж).

Калорийность отдельных видов органического топлива зависит от соотношения в их составе горючих элементов и негорючих. Подсчет теплоты сгорания топлива можно осуществить по формуле Менделеева:

$$Q_n = 81 \cdot C + 246 \cdot H - 26 \cdot (O - S) - W, \text{ ккал/кг} \quad (1.9)$$

где Q_n – низшая теплотворность топлива; буквами C , H , O , S и W обозначено процентное соотношение содержания углерода, водорода, кислорода, горючей серы и влаги.

Поскольку в топливе, помимо горючих элементов, есть и негорючие, то калорийность определяют по разному составу (массе) топлива: на рабочую массу (исходное топливо) – Q^0 , на сухую массу (за вычетом по весу влаги) – Q^c и на горючую массу – Q^e (полностью исключая балласт – влагу и золу).

Различают высшую теплотворность – Q_g и низшую – Q_n . Низшая от высшей отличается тем, что здесь учитывается расход части тепла, выделяющегося на испарение влаги топлива – W .

Калорийность топлив имеет большой разброс: 1500-3500 для сырых дров, торфа и бурых углей, 4000-6000 для каменных углей и 8000-9500 ккал/кг и более для нефтепродуктов и природного газа.

2. Основные термодинамические процессы идеальных газов

Основные параметры газа связаны между собой функциональной зависимостью, называемой *уравнением состояния*: $F(p, v, T) = 0$.

Наиболее простым уравнением состояния является *уравнение Клапейрона* для идеального газа:

$$pV = MRT, \quad (1.10)$$

где p – абсолютное давление газа, Па; V – объем газа, м³; M – масса рабочего тела, кг; R – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К); T – абсолютная температура, К.

Удельная газовая постоянная:

$$R = \frac{\bar{R}}{\mu}, \quad (1.11)$$

где $\bar{R} = 8314 \frac{\text{Дж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$ – универсальная газовая постоянная; μ – молярная масса газа, кг/кмоль.

Основными процессами в технической термодинамике являются:

а) *изохорный* – протекающий при постоянном объеме. Из уравнения состояния идеального газа следует, давление газа прямо пропорционально его абсолютной температуре (закон Шарля):

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{T_2}{T_1}. \quad (1.12)$$

б) *изобарный* – протекающий при постоянном давлении. В изобарном процессе объем газа пропорционален его абсолютной температуре (закон Гей-Люссака):

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{T_2}{T_1}. \quad (1.13)$$

в) *изотермический* – происходящий при постоянной температуре. При изотермическом процессе давление и объем обратно пропорциональны друг другу (закон Бойля-Мариотта):

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{v_1}{v_2}. \quad (1.14)$$

г) *адиабатный* – при котором отсутствует теплообмен с окружающей средой. Уравнение кривой адиабатного процесса имеет вид:

$$pv^k = \text{const}, \quad (1.15)$$

где k называется показателем адиабаты (коэффициент Пуассона):

$$\frac{c_p}{c_v} = k. \quad (1.16)$$

д) *политропный* – удовлетворяющий уравнению $pv^n = \text{const}$. Связь между p , v и T следующая:

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^n \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{n-1} \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}. \quad (1.17)$$

Политропный процесс имеет обобщающее значение, ибо охватывает всю совокупность основных термодинамических процессов.

Известны три закона (начала) термодинамики, на принципах которых работают все известные тепловые установки.

Первый закон термодинамики является производным от закона сохранения энергии, согласно которому: никакая энергия не исчезает и не возникает вновь, а лишь переходит из одного вида в другой вид энергии. Так, например, химическая энергия (энергия топлива) в теплоэнергетических установках в процессе сжигания преобразуется в тепловую энергию, а тепловая – в механическую, механическая – в электрическую, электрическая – в световую и т.д.

Первый закон термодинамики гласит: теплота может переходить в работу и наоборот, т.е. эти законом определяется энергетическая эквивалентность между теплом и работой (любая работа может превратиться в тепло и, наоборот тепло – в работу).

Второй закон термодинамики: теплота не может самопроизвольно перейти от тела с меньшей температурой к телу с большей температурой.

Третий закон термодинамики: энтропия всех тел по мере приближения их температуры к абсолютному нулю также стремиться к нулю.

Во всех типах энергопроизводящих и энергопотребляющих установок осуществляется не что иное, как практическое преобразование одной формы энергии в другую, которая превращается в конечной фазе в полезную работу: вращение механизмов, освещение, отопление, химические процессы и т.д. Рабочим телом в них (энергоносителем) служат: оргтопливо, электроток, водяной пар, высокотемпературные продукты горения, горячая вода, поток воды, воздушный поток (ветер) и т.д. Так законы термодинамики воплощаются в практические действия природы и людей.

3. Индивидуальное задание. Определить давление при заданной температуре кипения для различных веществ, согласно приложению 6 и рисунку 1 (необходимо определить давление в мм рт. ст. и кг/см²)

Содержание отчета:

- кратко записать теоретические сведения;
- письменно оформить индивидуальное задание согласно варианту, выданным преподавателем;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Что называется идеальным газом?
2. Что такое энтальпия?
3. Внутренняя энергия?
4. Назовите параметры состояния рабочего тела?
5. Как вычислить условную молярную массу и условную газовую постоянную газовой смеси?
6. Сформулируйте первый, второй и третий законы термодинамики?

Лабораторная работа № 2 ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Цель работы – ознакомиться с принципом работы тепловых электрических станций.

Программа работы:

- изучить принципиальные тепловые схемы электростанций;
- изучить назначение и характеристики основного оборудования тепловых схем.

Краткие теоретические сведения

Тепловая электрическая станция (ТЭС) – комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и (в общем случае) тепловую энергию. ТЭС используют тепловую энергию, получаемую в результате сжигания органического топлива – твердого, жидкого или газообразного (угольные, мазутные, газовые и газомазутные ТЭС).

Тепловые электрические станции можно классифицировать по различным признакам. По виду отпускаемой энергии делят на *конденсационные электростанции (КЭС)*, на которых вырабатывается только электрическая энергия, и *теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)*, служащие для получения электрической энер-

гии и теплоты. Под теплоэлектроцентралью понимается паротурбинная электростанция, предназначенная для производства электрической энергии и теплоты с помощью паротурбинных установок (ПТУ) [ГОСТ 26691-85 «Теплоэнергетика. Термины и определения»].

В настоящее время ТЭС чаще всего различают по виду приводной машины (установки) к силовому электрогенератору:

- а) паротурбинные (ПТУ);
- б) парогазовые (ПГУ);
- в) газотурбинные (ГТУ);
- г) дизельные (ДЭС);
- д) газопоршневые (ГПА);
- е) с двигателями внутреннего сгорания (ДВСЭС);
- ж) геотермальные (ГеоТЭС).

Тепловые электростанции с агрегатами любого типа единичной мощностью менее 25 МВт называют *электростанциями малой мощности*. ТЭЦ мощностью 0,1...15 МВт *малыми теплоцентралями*.

Среди тепловых электростанций наиболее сложными и одновременно самыми распространенными в настоящее время являются паротурбинные. Паротурбинные электростанции, как правило, обладают большой мощностью – от 100 до 4 млн. кВт. Ежесуточный расход угля на крупной ТЭС достигает 20 тыс. тонн, а мазута – 10 тыс. тонн.

Паротурбинные электростанции различаются давлением пара: электростанции с докритическим (обычно < 16 МПа) давлением пара и электростанции со сверхкритическим (> 22 МПа, обычно порядка 24 МПа) давлением пара. Докритическое давление пара используется обычно в энергоблоках мощностью 200 МВт. Крупные ТЭС (250...300 МВт и выше) работают в основном при сверхкритическом давлении пара. Следует отметить, что с увеличением давления пара возрастает термический КПД паросиловой установки.

Тепловые электростанции также различаются по типу применяемого котельного агрегата. На ТЭС с докритическим давлением пара применяют бара-

банные котлы с естественной циркуляцией (типа «Е»), а на ТЭС с критическим и сверхкритическим давлением пара – прямоточные котлы (тип «П»).

В барабанных котлах движение рабочего агента (котловой воды, пароводяной смеси и пара) осуществляется естественным путем, т.е. по законам гравитации за счет разности удельных весов рабочего тела по тракту движения потоков. Барабаны котла служат в качестве буфера-аккумулятора между паровой и водяной фазами рабочего тела. В них поддерживается необходимый объем (уровень) питательной воды и с помощью внутрибарабанных устройств осуществляется отделение пара от воды. Осушенный насыщенный пар проходит из барабана в пароперегревательную поверхность нагрева котла, и направляются на турбину.

В отличие от барабанных котлов, в прямоточных котлах движение рабочего тела на всем технологическом тракте от поступления питательной воды во входной коллектор до выхода пара из котла осуществляется за счет «продавливания» его питательным насосом, т.е. механическим способом.

На крупных ТЭС с паровыми турбинами каждая турбина питается паром от своего котла. Совокупность агрегатов «котел – турбина – электрогенератор» образует *энергоблок*. Поперечные связи между энергоблоками по пару и воде отсутствуют. Менее мощные ТЭС имеют неблочную структуру, и турбины питаются паром от общего магистрального трубопровода, собирающего пар от отдельных парогенераторов.

Технологическая схема производства электроэнергии на угольной ТЭС с паротурбинными установками приведена на рисунке 2.1. Уголь поступает со склада 4 в систему пылеприготовления 3, где он дробится, подсушивается и размалывается до пылевидного состояния. Размолотое топливо поступает в горелки 5, в которых смешивается с воздухом и далее сгорает в топочной камере парового котла 6. Теплота, выделившаяся в топке, передается к поверхностям нагрева воды, которая превращается сначала в насыщенный, а затем в перегретый пар, энергией которого приводится во вращение ротор паровой турбины 13. В электрическом генераторе 14, соединенном с турбиной, вырабатывается

электрическая энергия, которая после повышения напряжения в трансформаторе *15* направляется по линиям электропередачи *16* к потребителю.

Воздух, необходимый для процесса горения в топке, нагнетается дутьевым вентилятором *8* и подогревается теплотой дымовых газов в воздухоподогревателе *7*. Продукты сгорания топлива, пройдя газовый тракт котла и отдав свою теплоту поверхностям нагрева, поступают в систему очистки дымовых газов *9*, а затем дымососом *10* выбрасываются в дымовую трубу и рассеиваются в атмосфере.

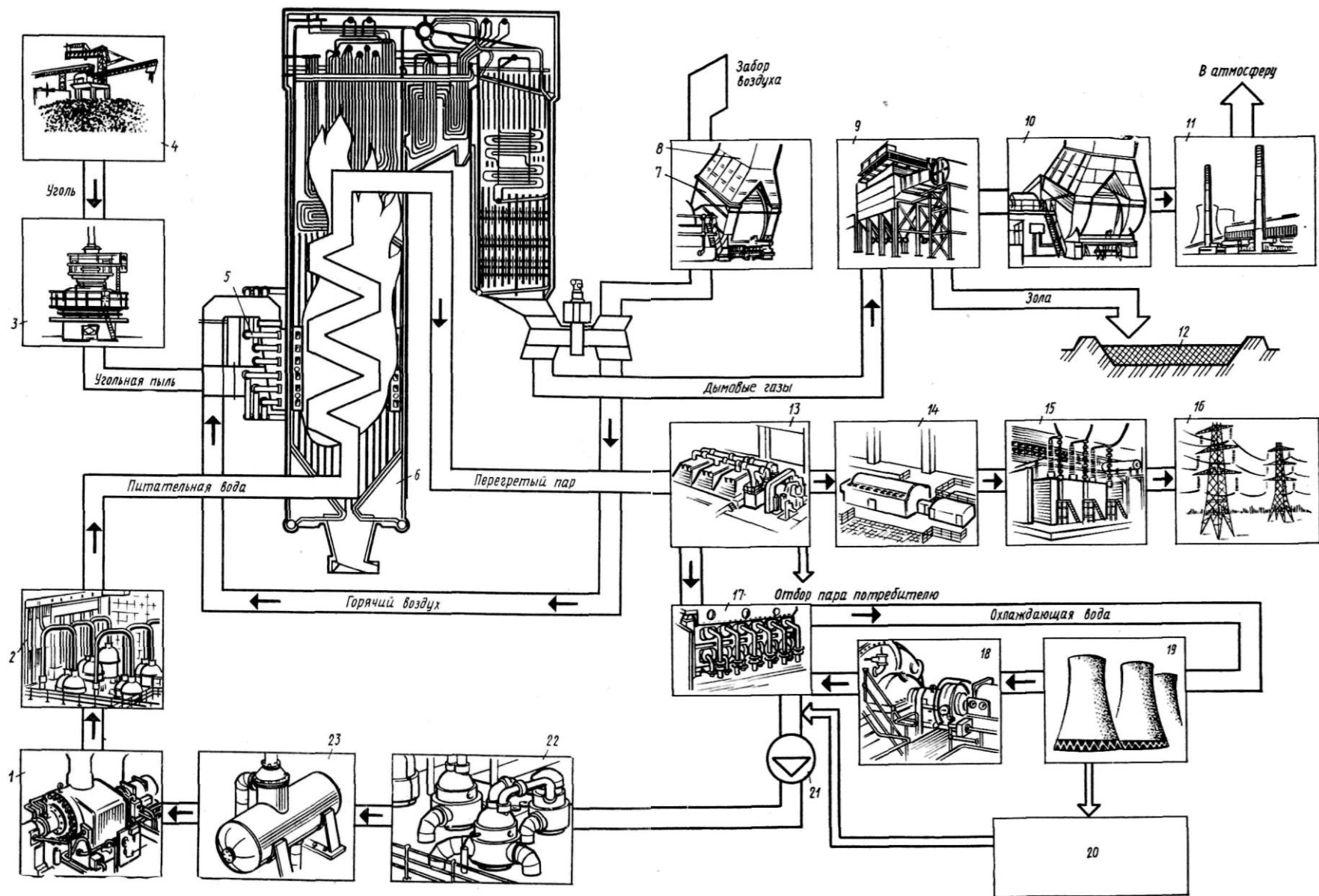


Рис. 2.1. Технологическая схема производства энергии на ТЭС

Уловленная в системе очистки зола вместе со шлаком, выпадающим в топочной камере, направляется на золоотвал 12. Современные ТЭС проектируются со шлакоблочными заводами. Пар, отработавший в турбине 13, конденсируется в конденсаторе 17 за счет отвода теплоты охлаждающей водой, перекачиваемой циркуляционным насосом 18 из охладителей 19, в качестве которых служат градирни, пруды-охладители или естественные водоемы (реки, озера, водохранилища). Конденсат откачивается из конденсатора насосом 21 и пропускается через систему подогревателей низкого давления 22, где нагревается паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Далее конденсат поступает в деаэратор 23, в котором он освобождается от кислорода и углекислоты. Деаэрированная вода питательным насосом 1 через систему подогревателей высокого давления 2 подается в котел б, в результате чего обеспечивается замкнутый цикл движения рабочего тела. Потери рабочего тела в цикле компенсируются очищенной в системе подготовки 20 добавочной водой.

Принципиальная тепловая схема конденсационной электростанции (КЭС) показана на рисунке 2.2. Перегретый пар, выработанный паровым котлом ПК, направляется в часть высокого давления ЧВД турбины для совершения работы (вращение ротора турбины). После прохождения пара через турбину его давление падает, и он возвращается в котел для перегрева. Пар, выходящий из промежуточного пароперегревателя котла, поступает в часть низкого давления ЧНД турбины, после прохождения, которой он направляется в конденсатор Кд. Сконденсировавшийся пар далее конденсатным насосом КН при более высоком давлении подается в регенеративный подогреватель низкого давления ПНД, в котором конденсат подогревается паром, выходящим из части низкого давления турбины. После подогревателя низкого давления подогретый конденсат поступает в деаэратор Д, туда же подается подпиточная вода. В деаэраторе (дегазаторе), состоящем из дегазационной колонны и приемного бака, находящегося под ней, из воды удаляются растворенные в ней газы (воздух и диоксид углерода). Это вызвано тем, что с повышением температуры (в атмосферных деаэра-

торах) и понижением давления (в вакуумных деаэраторах) растворимость газов в воде уменьшается и они десорбируются из нее.

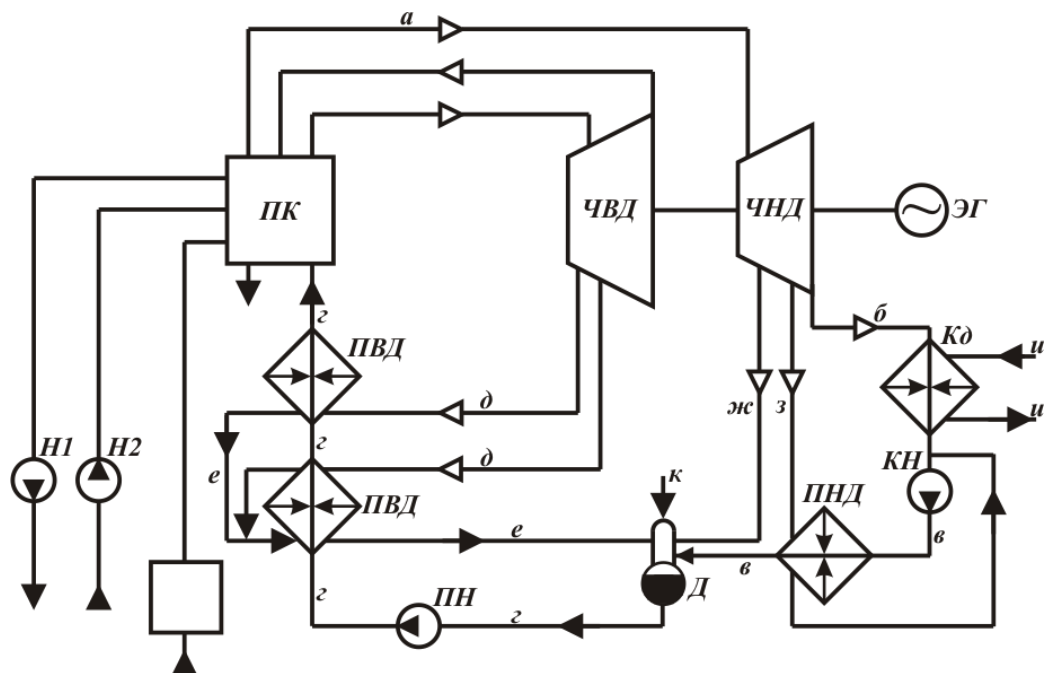


Рис. 2.2. Принципиальная тепловая схема конденсационной электростанции:

ПК – паровой котел; ЧВД – часть высокого давления турбины; ЧНД – часть низкого давления турбины; ЭГ – электрогенератор; Кд – конденсатор; КН – конденсатный насос; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД – регенеративные подогреватели высокого давления; Н1, Н2 – насосы; а – пар промежуточного перегрева; б – отработавший пар из ЧНД турбины; в – конденсат; з – питательная вода; д – пар из ЧВД турбины для подогрева питательной воды; е – конденсат из ПВД; жс – пар из ЧНД турбины для подогрева воды в деаэраторе; з – пар из ЧНД турбины для подогрева конденсата; и – охлаждающая вода; к – добавочная вода

Прошедшая деаэрацию вода питательным насосом ПН подается через регенеративные подогреватели высокого давления ПВД в котел. В подогревателе высокого давления вода подогревается паром, отбираемым из части высокого давления ЧВД турбины. Это пар в подогревателе высокого давления конденсируется и поступает в деаэратор. Нагрев конденсата и подпиточной воды в деаэраторе с термической дегазацией осуществляется паром, отбираемым из части низкого давления ЧНД турбины.

Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных элемента:

1) *энергетический котёл*, в который подводится питательная вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух для горения. В топке котла идёт процесс горения топлива – химическая энергия топлива превращается в

тепловую и лучистую энергию. *Питательная вода* протекает по трубопроводной системе, расположенной внутри котла. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, которая передаётся питательной воде. Вода нагревается до температуры кипения и испаряется. Получаемый пар в этом же котле перегревается сверх температуры кипения. Этот пар с температурой 540 °С и давлением 13 – 24 МПа по одному или нескольким трубопроводам подаётся в паровую турбину;

2) *турбоагрегат*, состоящий из *паровой турбины*, *электрогенератора* и *возбудителя*. Паровая турбина, в которой пар расширяется до очень низкого давления (это давление примерно в 20 раз ниже атмосферного), преобразует потенциальную энергию сжатого и нагретого до высокой температуры пара в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит электрогенератор, преобразующий кинетическую энергию вращения ротора генератора в электрический ток. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбудителя;

3) *конденсатор* служит для конденсации пара, поступающего из турбины, и создания глубокого разряжения. Это позволяет очень существенно сократить затраты энергии на последующее сжатие образовавшейся воды и одновременно увеличить работоспособность пара, т.е. получить большую мощность от пара, выработанного котлом;

4) *питательный насос* для подачи питательной воды в котёл и создания высокого давления перед турбиной.

Принципиальная тепловая схема теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) показана на рисунке 2.3. Пар из парового котла *ПК* подается в часть высокого давления *ЧВД* турбины, где совершает работу, вращая ее ротор. На выходе из части высокого давления *ЧВД* турбины он разделяется на два потока, один из которых идет в часть низкого давления *ЧНД* турбины через регулирующий клапан *РК*, а другой направляется в теплофикационный тракт, в котором имеются неудаленный тепловой потребитель *НТП* и сетевой подогреватель *СП*.

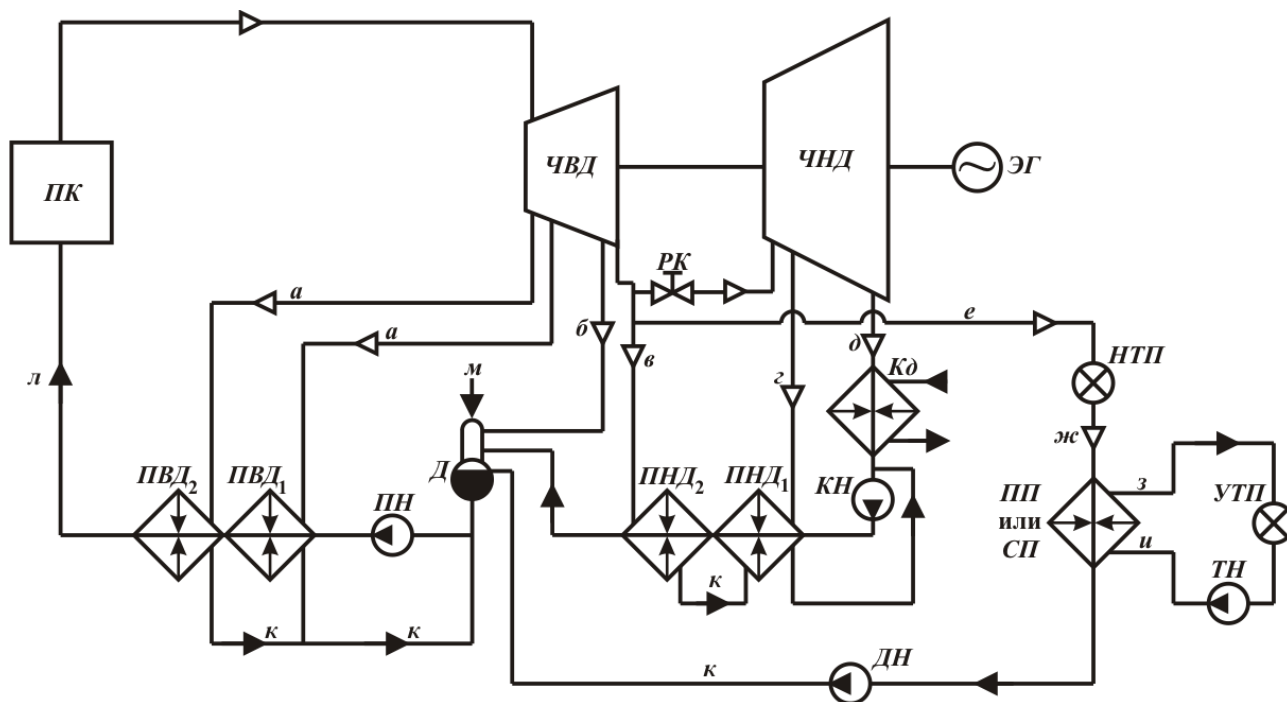


Рис. 2.3. Принципиальная схема ТЭЦ, оснащенной турбинами с регулируемым отбором пара:

ПК – паровой котел; ЧВД – часть высокого давления турбины; ЧНД – часть низкого давления турбины; Кд – конденсатор; ПНД₁, ПНД₂ – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД₁, ПВД₂ – подогреватели высокого давления; РК – регулирующий клапан; НТП – неудаленный тепловой потребитель; ПП или СП – паропреобразователь; СП – сетевой подогреватель; УТП – удаленный тепловой потребитель; ТН – теплофикационный насос; ДН – дренажный насос; ЭГ – электрогенератор; а – пар из ЧВД турбины на подогрев питательной воды в ПВД₁ и ПВД₂; б – пар из ЧВД турбины на подогрев воды в деаэраторе; в – пар из ЧВД турбины на подогрев питательной воды в ПНД₂; г – пар из ЧНД турбины на подогрев питательной воды в ПНД₁; д – отработавший пар из ЧНД турбины на конденсацию; е – пар ЧВД турбины к НТП; жс – первичный пар ПП или СП; з – вторичный пар ПП или нагретая в СП вода; и – конденсат или обратная вода от УТП; к – конденсат рабочего тела; л – деаэрированная вода; м – подпиточная вода

С помощью регулируемого клапана изменяется соотношение расходов пара по этим потокам в зависимости от графика тепловых нагрузок. В теплообменных аппаратах НТП пар передает теплоту местному теплоносителю, который не транспортирует ее на большие расстояния. Для передачи теплоты удаленному потребителю имеется теплофикационный циркуляционный контур, содержащий паропреобразователь ПП или сетевой подогреватель воды СП, теплообменные аппараты удаленного теплового потребителя УТП и теплофикационный насос ТН. В паропреобразователе генерируется вторичный пар, направляемый к удаленному потребителю, где он конденсируется в теплообменных аппаратах (отопительные приборы и пр.), и конденсат теплофикацион-

ным насосом возвращается в паропреобразователь. Сконденсировавшийся в сетевом подогревателе пар дренажным насосом *ДН* направляется в деаэратор *Д*. При отпуске удаленному тепловому потребителю горячей воды в теплофикационном циркуляционном контуре вместо паропреобразователя устанавливают пароводяной сетевой подогреватель *СП*.

Содержание отчета:

- название и цель работы;
- кратко записать теоретические сведения;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Как классифицируют электростанции в зависимости от источника энергии?
2. Расскажите технологическую схему производства электроэнергии и теплоты на ТЭС?
3. Изобразите принципиальную тепловую схему КЭС и поясните ее?
4. Изобразите принципиальную тепловую схему ТЭЦ и поясните ее?

**Лабораторная работа № 3
АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ**

Цель работы – ознакомиться с принципом работы атомных электрических станций.

Программа работы:

- изучить технологические схемы атомных электростанций;
- изучить типы реакторов, применяемых на атомных электростанциях и их технические характеристики;
- изучить преимущества и недостатки атомных электростанций.

Краткие теоретические сведения

Атомные электрические станции (АЭС) – это по существу тепловые электростанции, которые используют тепловую энергию ядерных реакций.

Возможность использования ядерного топлива, в основном урана ^{235}U , в качестве источника теплоты связана с осуществлением реакции деления вещества и выделением при этом огромного количества энергии. Ядерное топливо обладает очень высокой теплотворной способностью (1 кг ^{235}U заменяет 2900 т угля), поэтому АЭС особенно эффективны в районах, бедных топливными ресурсами. Природный уран это смесь в основном неделящегося изотопа урана ^{238}U (99,28%) и делящегося изотопа ^{235}U (0,71%), который и представляет собой ядерное горючее.

Самоподдерживающаяся и регулируемая цепная реакция деления ядер урана обеспечивается в ядерном реакторе. Ядерное топливо используют обычно в твердом виде. Его заключают в предохранительную оболочку. Такого рода тепловыделяющие элементы называют твэлами, их устанавливают в рабочих каналах активной зоны реактора. Тепловая энергия, выделяющаяся при реакции деления, отводится из активной зоны реактора с помощью теплоносителя, который прокачивает под давлением через каждый рабочий канал или через всю активную зону. Наиболее распространенным теплоносителем является вода, которую тщательно очищают.

При делении ядер урана или плутония образуются быстрые нейтроны, энергия которых велика. В природном или слабообогащенном уране, где ^{235}U невелико, цепная реакция на быстрых нейтронах не развивается. Поэтому быстрые нейтроны замедляют до тепловых (медленных) нейтронов. В качестве замедлителей используют вещества, которые содержат элементы с малой атомной массой, обладающие низкой поглощающей способностью по отношению к нейтронам. Основными замедлителями являются вода и графит.

Технологическая схема АЭС зависит от типа реактора, вида теплоносителя и замедлителя, а также от ряда других факторов. Схема АЭС может быть одноконтурной, двухконтурной и трехконтурной (рис. 3.1).

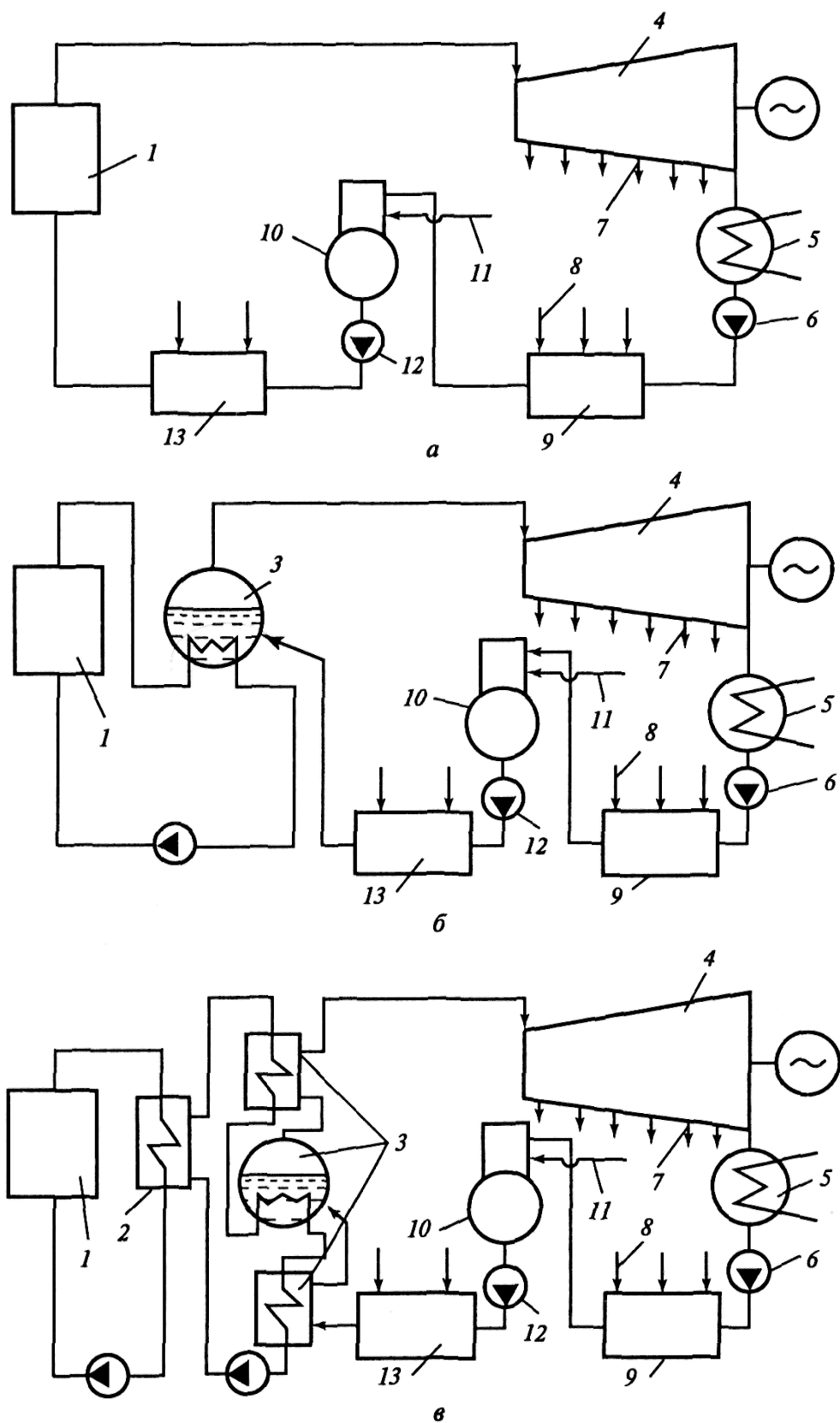


Рис. 3.1. Одноконтурная (а), двухконтурная (б) и трехконтурная (в) схемы АЭС:
 1 – реактор; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – парогенератор; 4 – турбогенератор; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – пар от отбора; 8 – пар на регенеративный подогреватель; 9, 13 – регенеративные подогреватели низкого и высокого давления; 10 – деаэратор; 11 – пар на деаэратор; 12 – питательный насос

На АЭС, работающей по одноконтурной схеме (рис. 3.1, *а*), пар образуется в активной зоне реактора и оттуда направляется в турбину. В некоторых случаях до поступления в турбину пар подвергается перегреву в перегревательных каналах реактора. Одноконтурная схема наиболее проста. Однако образующийся в реакторе пар радиоактивен, поэтому большая часть оборудования АЭС должна иметь защиту от излучений. В процессе работы электростанции в паропроводах, турбине и других элементах оборудования могут скапливаться выносимые из реактора с паром твердые вещества (содержащиеся в воде примеси, продукты коррозии), обладающие наведенной активностью, что затрудняет контроль за оборудованием и его ремонт.

По двухконтурной и трехконтурной схемам (рис. 3.1, *б* и *в*) отвод теплоты из реактора осуществляется теплоносителем, который затем передает теплоту рабочей среде непосредственно или через теплоноситель промежуточного контура. На АЭС, работающих по двухконтурной или трехконтурной схеме, рабочая среда и теплоноситель второго контура в нормальных условиях нерадиоактивны, поэтому эксплуатация электростанций существенно облегчается. Кроме того, продукты коррозии паропроводов, конденсаторов и турбинного тракта не попадают в реактор. Однако капитальные затраты в этом случае значительно выше, особенно при трехконтурной схеме. Такие схемы следует применять, когда вероятность контакта активного теплоносителя с водой должна быть полностью исключена, например, при использовании в качестве теплоносителя жидкого натрия, так как его контакт с водой может привести к крупной аварии. В трактах АЭС, работающих по двухконтурной схеме, даже при небольших нарушениях плотности возможен контакт активного натрия с водой, и аварию ликвидировать было бы довольно трудно. При трехконтурной схеме контакт активного натрия с водой исключен.

Во всех приведенных на рисунке 3.1 схемах конденсат после конденсатора турбины проходит систему регенеративного подогрева, которая, по существу, не отличается от применяемой на обычных электростанциях.

Технологическая схема первого контура двухконтурной АЭС показана на рисунке 3.2.

Ядерное топливо, находящееся в тепловыделяющих элементах (ТВЭлах), доставляется в контейнерах 1 на электростанцию и с помощью перегрузочного крана 3 загружается в активную зону реактора 4. Кассеты с отработавшими ТВЭлами помещаются в бассейн 2, где выдерживаются в течение определенного времени. Когда радиоактивность горючего материала кассет уменьшается до нормативных значений, кассеты в контейнерах вывозят на перерабатывающие заводы.

Теплота, выделяющаяся в реакторе и воспринятая теплоносителем, передается рабочей среде в парогенераторе (ПГ) 8. При трехконтурной схеме между теплоносителем первого контура и рабочей средой имеется еще промежуточный контур (рис. 3.1, в).

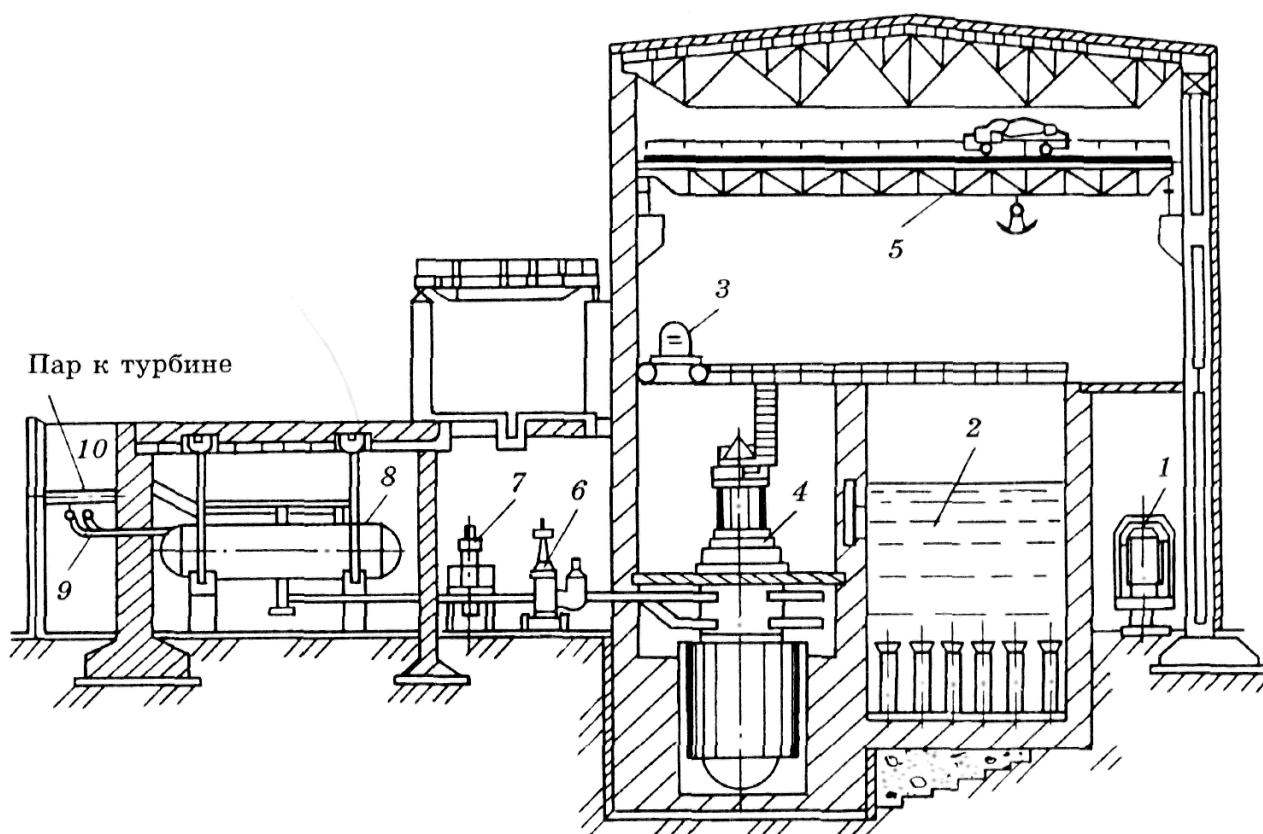


Рис. 3.2. Технологическая схема контура АЭС:

1 – контейнер; 2 – бассейн; 3 - перегрузочный кран; 4 – реактор; 5 – мостовой кран реакторного зала; 6 – главная задвижка; 7 – главный циркуляционный насос; 8 – парогенератор; 9 – трубопроводы питательной воды; 10 – трубопроводы вторичного пара

Пар, образовавшийся в ПГ (при двухконтурных и трехконтурных схемах) или в реакторе (при одноконтурной схеме), направляется по паропроводу к турбине. На схеме первого контура двухконтурной АЭС (рис. 3.2) пар направляется к турбине по трубопроводу 10, питательная вода подается в ПГ по линии 9.

При работе на насыщенном паре (рис. 3.1, *a* и *б*) в проточной части турбины пар быстро увлажняется. Возрастание влажности приводит к увеличению интенсивности эрозийного износа элементов проточной части. Чтобы избежать этого, поток пара перед поступлением в цилиндр низкого давления (ЦНД) турбины пропускается через сепаратор, в котором его влажность понижается до значений, не превышающих 0,5%. На крупных современных блоках после сепаратора пар перегревается до температуры $t_{п.п}$, близкой к начальной температуре t_0 (при некоторых схемах организации промежуточного перегрева $t_{п.п} \approx t_0$).

На атомных станциях России используют ядерные реакторы следующих основных типов:

а) РМБК (реактор большой мощности, канальный) – реактор на тепловых нейтронах, водо-графитовый;

б) ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор) – реактор на тепловых нейтронах, корпусного типа;

в) БН – реактор на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем.

На рисунке 3.3 представлена двухконтурная схема АЭС для электростанций с реакторами ВВЭР. Видно, что эта схема близка к схеме КЭС, однако вместо парогенератора на органическом топливе здесь используется ядерная установка.

АЭС, так же как и КЭС, строятся по блочному принципу, как в тепломеханической, так и в электрической части. АЭС выгодно оснащать энергоблоками большой мощности. Тогда по своим технико-экономическим показателям они не уступают КЭС, а в ряде случаев и превосходят их.

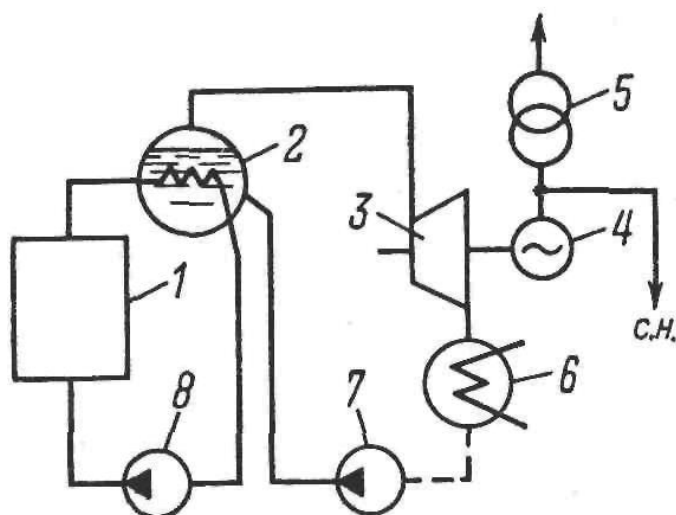


Рис. 3.3. Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором типа ВВЭР:
 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – трансформатор;
 6 – конденсатор турбины; 7 – конденсатный (питательный) насос; 8 – главный циркуляционный насос; с.н. – на собственные нужды

Перспективными являются АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (БН), которые могут использоваться для получения тепла и электроэнергии, а также и для воспроизводства ядерного горючего. Технологическая схема энергоблока такой АЭС представлена на рисунке 3.4. Реактор типа БН имеет активную зону, где происходит ядерная реакция с выделением потока быстрых нейтронов. Эти нейтроны воздействуют на элементы из ^{238}U , который обычно в ядерных реакциях не используется, и превращают его в плутоний ^{239}Pu , который может быть впоследствии использован на АЭС в качестве ядерного горючего. Тепло ядерной реакции отводится жидким натрием и используется для выработки электроэнергии.

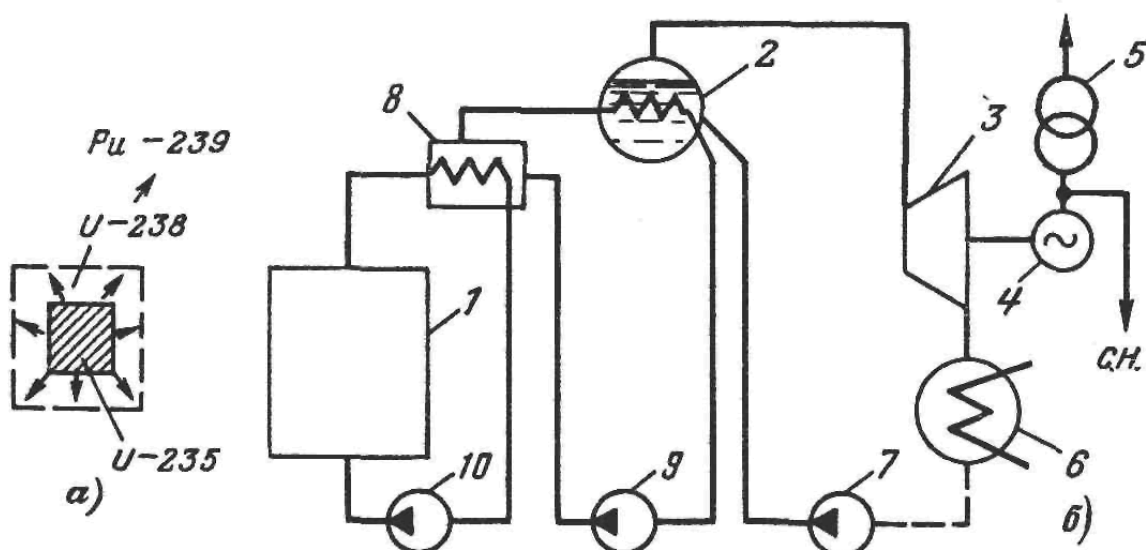


Рис. 3.4. Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором типа БН:

а – принцип выполнения активной зоны реактора; б – технологическая схема: 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – трансформатор; 6 – конденсатор турбины; 7 – конденсатный (питательный) насос; 8 – теплообменник натриевых контуров; 9 – насос нерадиоактивного натрия, 10 – насос радиоактивного натрия; с.н. – на собственные нужды

Схема АЭС с реактором БН трехконтурная, в двух из них используется жидкий натрий (в контуре реактора и промежуточном). Жидкий натрий бурно реагирует с водой и водяным паром. Поэтому, чтобы избежать при авариях контакта радиоактивного натрия первого контура с водой или водяным паром, выполняют второй (промежуточный) контур, теплоносителем в котором является нерадиоактивный натрий. Рабочим телом третьего контура является вода и водяной пар.

Преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС. Главным преимуществом АЭС перед любыми другими электростанциями является их практическая независимость от источников топлива, т.е. удаленности от месторождений урана и радиохимических заводов.

Это преимущество трансформируется в другое: для большинства стран, в том числе и России, производство электроэнергии на АЭС не дороже, чем на пылеугольных и тем более газомазутных ТЭС. Достаточно сказать, что сейчас тарифы на закупку электроэнергии АЭС электрическими сетями на 40 – 50 % ниже, чем для ГРЭС различного типа. Особенно заметно преимущество АЭС в

части стоимости производимой электроэнергии будет при росте цен на органическое топливо.

Затраты на строительство АЭС находятся примерно на таком же уровне, как и на строительство пылеугольных ТЭС или несколько выше.

Наконец, огромным преимуществом АЭС является ее относительная экологическая чистота. Выбросы на АЭС просто отсутствуют. Если ТЭС мощностью 1000 МВт потребляет в год 8 млн. тонн кислорода для окисления топлива, то АЭС не потребляет кислорода вообще.

Главный недостаток АЭС – тяжелые последствия аварий в реакторном отделении с его разгерметизацией и выбросом радиоактивных веществ в атмосферу с заражением громадных пространств. Для исключения таких аварий АЭС оборудуется сложнейшими системами безопасности с многократными запасами и резервированием, обеспечивающими даже в случае так называемой *максимальной проектной аварии* (местный полный поперечный разрыв трубопровода циркуляционного контура в реакторном отделении) исключение расплавления активной зоны и ее расхолаживание.

Для обеспечения радиационной безопасности АЭС оборудуют специальной приточно-вытяжной системой вентиляции, сложность которой не идет ни в какое сравнение с вентиляционной системой ТЭС. Если для ТЭС основной задачей является поддержание только санитарно-технических норм, то вентиляционная система АЭС, кроме решения названной задачи должна решать проблему радиационной безопасности. Для этого АЭС оборудуется системой определенного направленного движения воздуха из зон с малым радиоактивным загрязнением в так называемые необслуживаемые помещения с высоким уровнем радиации (вплоть до создания в таких помещениях разрежения). В конечном счете, все вентиляционные потоки поступают к дезактивационным фильтрам и затем к вентиляционной трубе высотой не менее 100 м.

Серьезной проблемой для АЭС является их ликвидация после выработки ресурса, которая по оценкам может составлять до 20 % стоимости их строительства.

Здесь следует отметить также некоторые эксплуатационные особенности АЭС.

АЭС в силу ряда технических причин не могут работать в маневренных режимах, т.е. участвовать в покрытии переменной части графика электрической нагрузки. Конечно, из-за высокой стоимости АЭС должны работать с максимальной нагрузкой, но при их высокой доле в установленной мощности отдельных объединенных энергосистем и при больших неравномерностях графика суточной и недельной нагрузки возникает необходимость быстрых нагрузок и разгрузок АЭС, которые для них крайне нежелательны.

Параметры энергоблоков АЭС существенно ниже, чем ТЭС: температура пара перед турбиной почти в 2 раза, а давление более чем в 3 раза меньше. Это означает, что работоспособность 1 кг пара, протекающего через турбину АЭС, оказывается примерно вдвое меньше, чем через турбину ТЭС. Вместе с тем, большие капитальные затраты требуют большой единичной мощности энергоблоков АЭС. Отсюда – огромные расходы пара через турбоагрегаты АЭС по сравнению с турбоагрегатами ТЭС и соответственно огромные расходы охлаждающей воды.

В Российской Федерации функции эксплуатирующей организации выполняет государственное предприятие – концерн «Росэнергоатом», объединяющий все атомные электростанции России. К 2008 году в России эксплуатировалось 30 энергоблоков: 6 – с реакторами ВВЭР-440, 8 – с реакторами ВВЭР-1000, 11 – с реакторами РБМК, 4 – с реакторами ЭГП-6 и 1 – с реактором БН-600. Перечень действующих энергоблоков приведен в приложении (табл. 7), а их основные технические показатели – таблице 8 приложения.

Во многих странах атомные станции уже вырабатывают более половины электроэнергии (во Франции – около 75%, в Бельгии – около 65%), в России только 15%. В России на АЭС стабильно вырабатывалось 120 млрд. кВт·ч электрической энергии в год.

Содержание отчета:

- название и цель работы;
- кратко записать теоретические сведения;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назовите преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС?
2. Изобразите технологическую схему контура АЭС и поясните ее?
3. Назовите типы реакторов для АЭС, а также основные отличия и особенности этих типов?

Лабораторная работа № 4 ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Цель работы – ознакомиться с принципом работы гидроэлектрических станций.

Программа работы:

- изучить основные типы гидроэнергетических установок;
- изучить основные схемы создания напора;
- изучить основное оборудование ГЭС.

Краткие теоретические сведения

Гидроэлектростанция (ГЭС) – комплекс сооружений и оборудования при помощи которых осуществляются концентрация водной энергии и ее преобразование в электроэнергию. Концентрация водной энергии заключается в сосредоточении падения напора реки в створах, удобных для строительства ГЭС.

Каждая ГЭС включает в себя: плотину, водоподводящие устройства (каналы, тоннели, водотрубы и др.), гидротурбины, электрогенераторы, электроподстанции и линии электропередачи (ЛЭП) по выдаче мощности, водозащитные устройства, дороги и др.

Гидроэлектрические станции в зависимости от вырабатываемой мощности подразделяют:

- а) на мощные – свыше 250 МВт;
- б) крупные – до 250 МВт;
- в) средние – до 25 МВт;
- г) малые – до 5,0 МВт;
- д) микро – до 0,1 МВт.

Мощность ГЭС напрямую зависит от напора воды, а также от КПД используемого генератора. Из-за того, что по природным законам уровень воды постоянно меняется, в зависимости от сезона, а также еще по ряду причин, в качестве выражения мощности ГЭС принято брать *циклическую мощность*. Различают годичный, месячный, недельный и суточный циклы работы ГЭС.

В зависимости от напора, т.е. разности между верхним бьефом (уровнем) и нижним бьефом, ГЭС подразделяют:

- а) на высоконапорные – более 80 м;
- б) средненапорные – от 25 до 80 м;
- в) низконапорные – до 25 м;
- г) безнапорные (работают под напором потока).

Гидроэнергетической установкой (ГЭУ) называется совокупность гидротехнических сооружений, энергетического и механического оборудования.

Различают следующие основные типы гидроэнергетических установок:

- а) гидроэлектростанции (ГЭС);
- б) насосные станции (НС);
- в) гидроаккумулирующие станции (ГАЭС);
- г) приливные электростанции (ПЭС).

Для повышения разности уровней воды, особенно в нижних течениях рек, сооружают *плотины*.

Плотина – это массивная перемычка, цель которой удерживать водный поток, это незаменимый инструмент при практическом использовании водных ресурсов.

Плотины могут отличаться в зависимости от конструкции и разделяться на две группы:

- 1) гравитационные плотины выглядят как каменные или бетонные заграждения и препятствуют поступлению воды своим весом;
- 2) арочные плотины выполняют свои обязанности благодаря особой конструкции.

Успешное функционирование арочных плотин зависит от трех показателей:

- 1) сопротивления вертикальных элементов сооружения;
- 2 и 3) массы и особенностей арочной конструкции, которая опирается на береговые устои.

На рисунках 4.1, 4.2 и 4.3 показаны ГЭС приплотинного типа, схема плотины и структурная схема работы ГЭС соответственно.

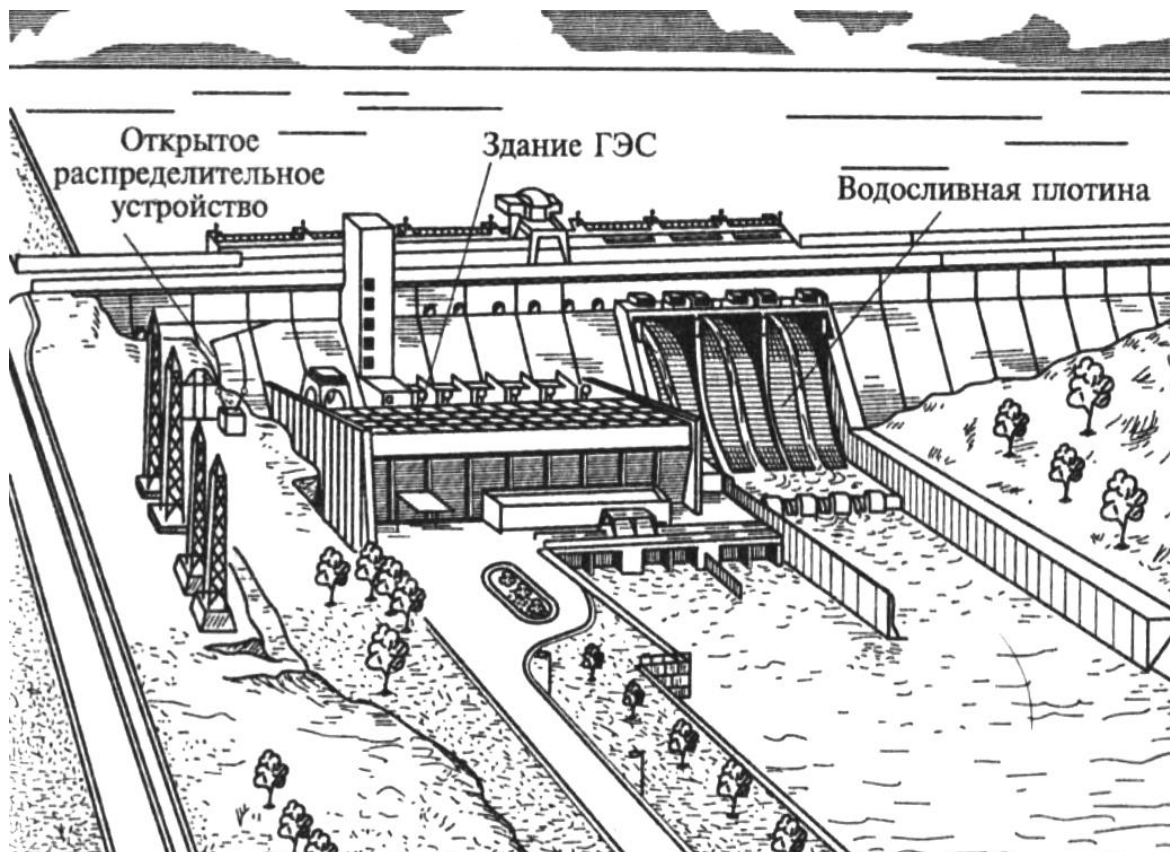


Рис. 4.1. ГЭС приплотинного типа

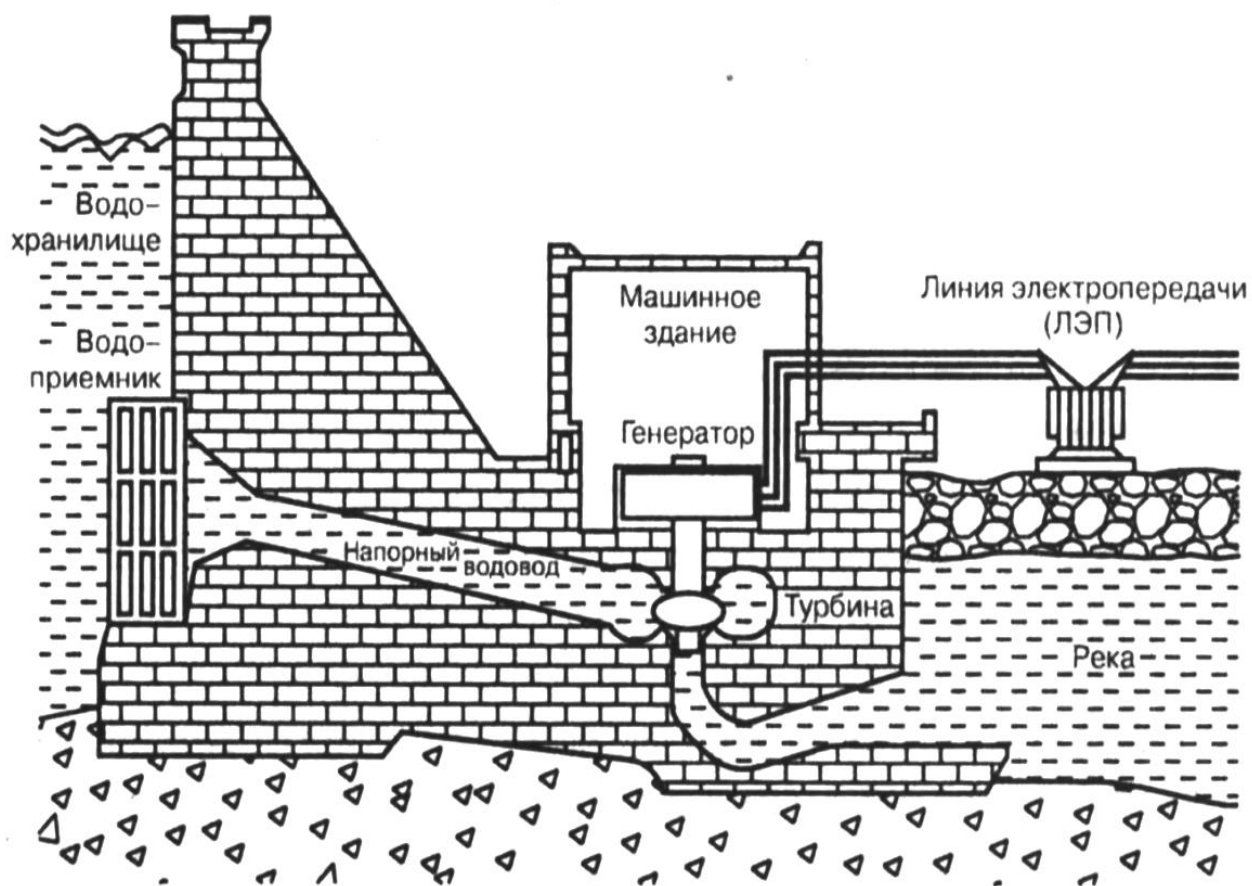


Рис. 4.2. Схема плотины ГЭС

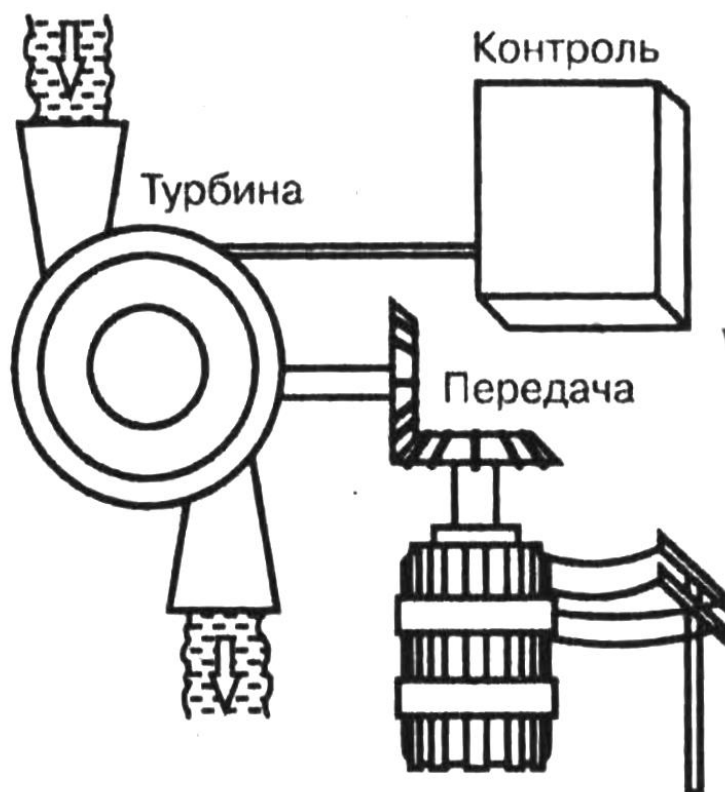


Рис. 4.3. Структурная схема работы ГЭС

Вода под действием силы тяжести по водотокам движется из верхнего бьефа в нижний, вращая рабочее колесо турбины. Гидравлическая турбина соединена валом с ротором электрического генератора. Турбина и генератор вместе образуют гидрогенератор. В турбине энергия водотока преобразуется в механическую энергию вращения на валу агрегата, а генератор преобразует эту энергию в электрическую.

На рисунке 4.4 представлена плотинная схема концентрации напора. Разность уровней между верхним и нижним бьефом, определяющим напор ГЭС, создается плотиной. При этом образуется водохранилище, распространяющееся до выклинивания кривой подпора (точка *A* на рис. 4.4). При наличии кривой подпора исключается использование некоторой части падения рассматриваемого участка реки $\Delta H_{\text{подп}}$ (рис. 4.4, *a*). Остающийся для использования напор при данной схеме его концентрации (без учета потерь) соответствует $H = H_y - \Delta H$.

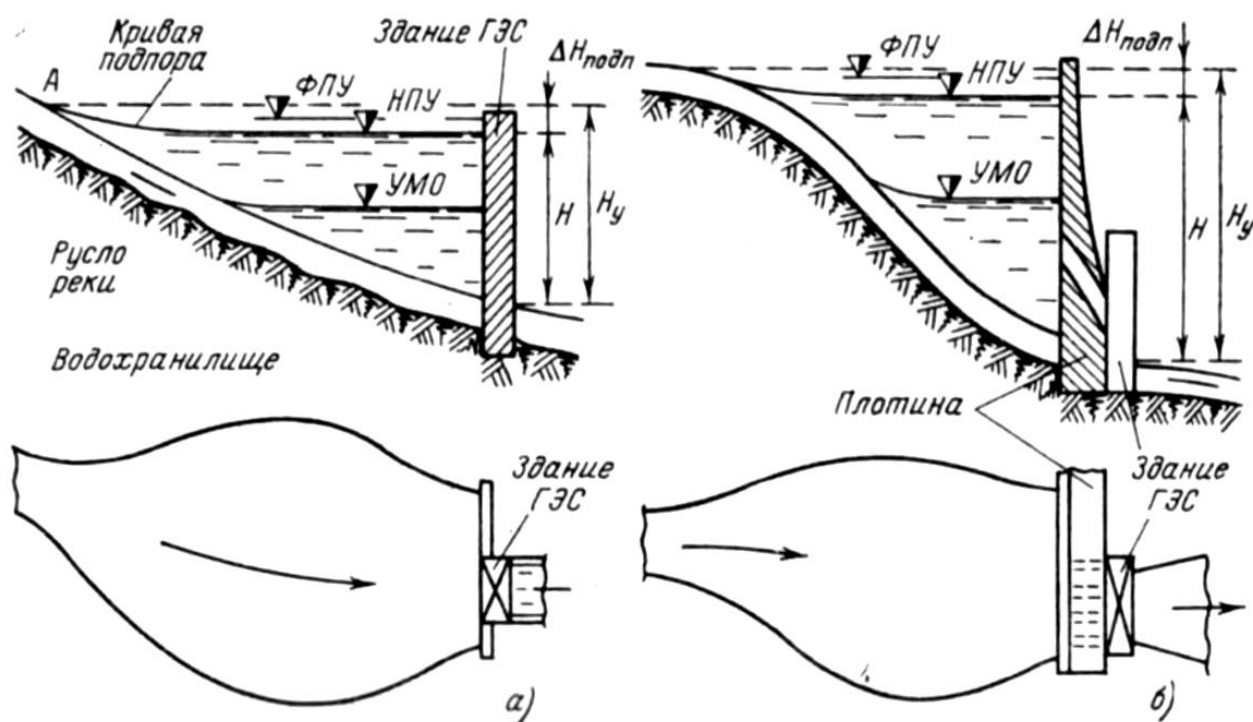


Рис. 4.4. Плотинные схемы концентрации напора:
a – русловая схема; *б* – приплотинная схема

Верхний уровень водохранилища, при котором ГЭС и ее сооружения работают длительное время с соблюдением нормальных запасов надежности,

предусматриваемых техническими условиями, носит название *нормального подпорного уровня* (НПУ).

При регулировании стока водохранилищем его уровень снижается до мертвого объема, обозначаемого УМО. Разность между полным (при НПУ) и мертвым (при УМО) объемами составляют полезный объем водохранилища (рис. 4.4, *а*).

При пропуске максимальных расходов воды допускается кратковременное повышение уровня воды в водохранилище сверх НПУ до отметки, называемой *форсированным подпорным уровнем* (ФПУ).

Плотинный способ концентрации напора подразделяются на русловую и приплотинную схемы. В первой из них (рис. 4.4, *а*) здание ГЭС воспринимает напор так же, как и плотина. Эта схема применяется главным образом при напорах до 30 – 40 м, когда для повышения статической устойчивости здания ГЭС не требуется дорогостоящих мероприятий.

Для гидроэлектростанции с более высокими напорами применяется приплотинная схема, в которой здание ГЭС не воспринимает напор. Оно располагается за плотиной т.е. со стороны ее низового откоса (рис. 4.4, *б*).

При гидроэнергетическом использовании горных и предгорных рек с относительно большими уклонами часто применяются деривационные схемы концентрации напора, при этом верхняя часть используемого участка также подпирается плотиной, образующей водохранилище и кривую подпора (рис. 4.5).

Вода из верхнего бьефа направляется в деривационный водовод, гидравлический уклон которого значительно меньше уклона реки. Благодаря различным уклонам в конце используемого участка создается разность уровней воды в реке и водоводе, определяющая напор деривационной ГЭС (рис. 4.5).

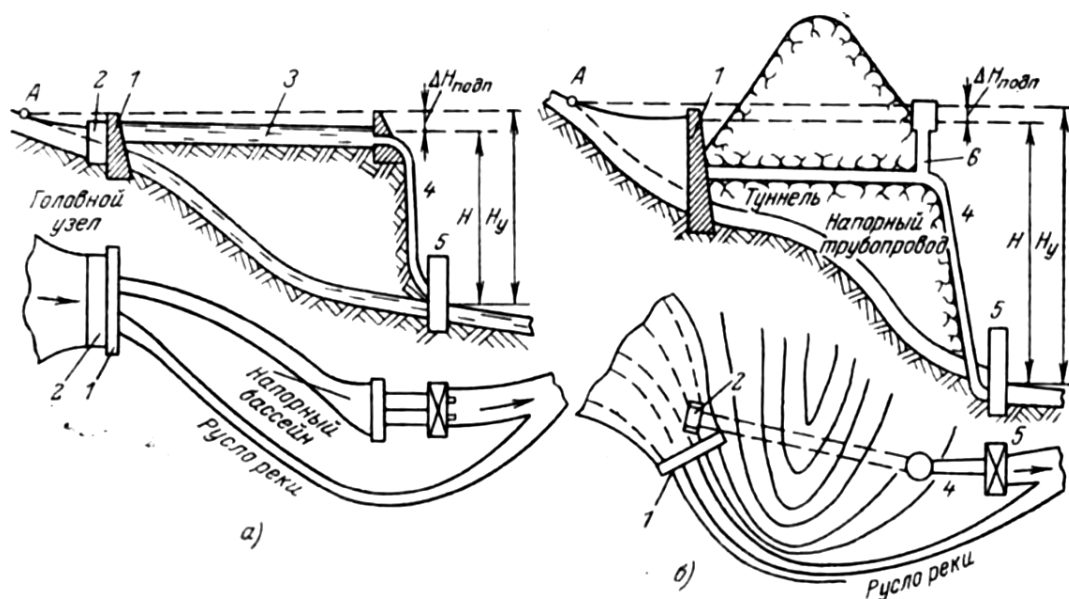


Рис. 4.5. Деривационные схемы концентрации напора:
а – с безнапорной деривацией; *б* – с напорной деривацией; 1 – плотина; 2 – водоприемник; 3 – деривация; 4 – турбинные трубопроводы; 5 – здание ГЭС; 6 – уравнивающий резервуар

Деривационные схемы концентрации напора в зависимости от местных топографических и геологических условий подразделяются также на два типа: с безнапорной и напорной деривацией. Первая из них выполняется главным образом в виде канала (рис. 4.5, *а*), некоторые участки которого заменяются лотками или безнапорными туннелями.

Помимо приведенных деривационных схем с подводящей деривацией применяются также схемы с отводящей деривацией (рис. 4.6, *а*). Здание ГЭС располагается в глубокой выемке или под землей на значительном удалении от нижнего створа *К* используемого участка реки, куда вода отводится от турбин по искусственному водоводу с уклоном, меньшим уклона реки.

Если в напорно-деривационных гидроэлектростанциях размеры концентрации напора за счет плотины и деривации соизмеримы, то такие схемы ГЭС носят название *смешанных* или *плотинно-деривационных*.

Концентрация напора за счет плотины и деривации может быть дополнена при соответствующих местных условиях за счет использования разности отметок воды смежных рек. Эта схема осуществляется при перебросках стока из реки с водохранилищем, располагаемым на более высоких отметках, в другую реку или акваторию, располагаемую в пониженной местности (рис. 4.6, *б*).

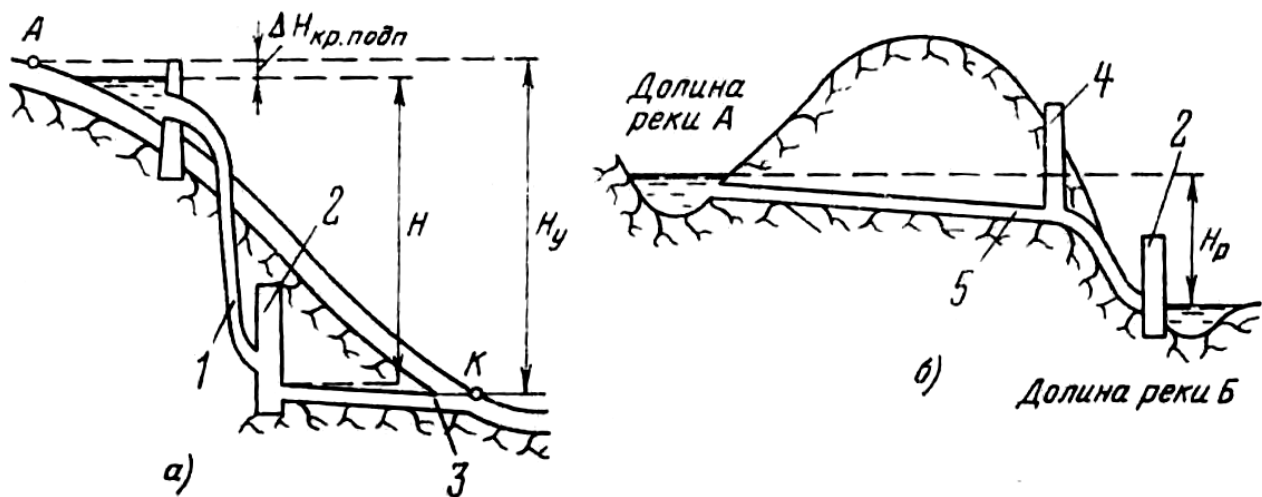


Рис. 4.6. Схемы концентрации напора:

a – с отводящей деривацией; *б* – с переброской стока; 1 – турбинный трубопровод; 2 – здание ГЭС; 3 – отводящая деривация; 4 – уравнильный резервуар; 5 – туннель

Показатели полезности и экономического выигрыша от ГЭС:

а) экономия топлива в результате замещения тепловых электростанций: 1000 кВт·ч равнозначно 0,4 тоннам условного топлива;

б) снижение ущерба от весеннего паводка и разрушений от него (на величину аккумуляции воды в зоне функционирования гидроузла и водохранилища);

в) водообеспечение населения, производственных предприятий и сферы услуг, расположенных вдоль водохранилища ГЭС;

г) развитие орошаемого земледелия, мелиорации и других эффективных агротехнических производств;

д) улучшение условий судоходства в меженный период навигации;

е) использование водохранилища для разведения водоплавающей птицы и развитие прудового рыболовства;

ж) формирование на прилегающей к водохранилищу территории микроклимата, благоприятствующего сельскому хозяйству, лесоводству, огородничеству, цветоводству и развитию других видов хозяйственной деятельности;

з) возможности создания на водохранилище спортивных и туристических баз, пансионатов, лечебно-профилактических учреждений и т.д., а также поло-

жительное влияние его на природу и жизнь людей на прилегающих к водохранилищу территориях.

Гидроаккумулирующая электростанция.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) в отличие от обычных гидроэлектростанций являются не только комплексом сооружений и оборудования для генерирования электроэнергии, но ее потребления для преобразования в потенциальную энергию поднятой воды. Процессы потребления, преобразования и последующего генерирования электроэнергии, осуществляемые ГАЭС, называются гидроаккумуляцией.

Схема создания напора ГАЭС показана на рисунке 4.7.

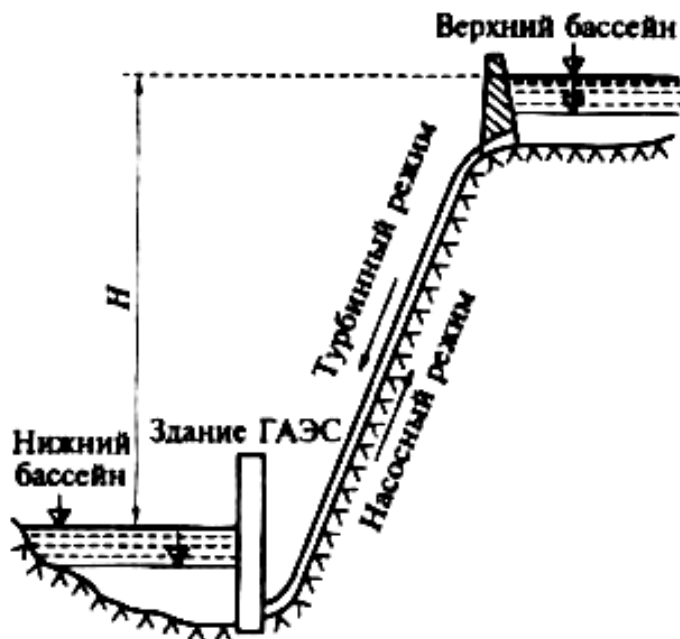


Рис. 4.7. Схема создания напора на ГАЭС

Гидроаккумулирующая станция предназначена для перераспределения во времени энергии и мощности в энергосистеме. В часы пониженных нагрузок ГАЭС работает как насосная станция, она за счет потребляемой энергии перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний и создает запасы гидроэнергии за счет повышения уровня верхнего бьефа.

В часы максимальной нагрузки ГАЭС работает как гидроэлектростанция. Вода из верхнего бьефа пропускается через турбины в нижний бьеф, и ГАЭС

вырабатывает и выдает электроэнергию в энергосистему. В процессе работы ГАЭС потребляет дешевую электроэнергию, а выдает более дорогую энергию в период пика нагрузки (за счет разности тарифов). Заполняя провалы нагрузки в энергосистеме, она позволяет работать агрегатам атомных и тепловых станций в наиболее экономичном и безопасном режиме, резко снижая при этом удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме.

ГАЭС классифицируют по следующим основным признакам:

а) по возможности использования речного стока для выработки электроэнергии совместно с гидроаккумулированием;

б) по продолжительности одного цикла заряда (насосный режим) – разряда (турбинный режим) ГАЭС на всю полезную вместимость резервуаров;

в) по типу основного гидроэнергетического оборудования.

По возможности использования речного стока ГАЭС разделяются на *совмещенные* и *несовмещенные* с гидроэлектростанциями. Если источником энергии, получаемой при заряде на ГАЭС, являются только другие станции, то такие ГАЭС являются несовмещенными с гидроэлектростанциями. Естественная приточность воды в верхний резервуар практически отсутствует (рис. 4.8, а), а высота подъема и высота сработки воды из одного в другой резервуар одинаковы. Такие станции иногда называются ГАЭС чистого аккумулирования, а также полного аккумулирования.

При совмещенном или «неполном» гидроаккумулировании к воде, перекачиваемой из нижнего в верхний резервуар, добавляется речной сток, который увеличивает энергию разряда на выработку электроэнергии обычной ГЭС (рис. 8, б). Верхним резервуаром в этом случае может быть водохранилище в виде подпертого бьефа или озера, которое также регулирует сток, а нижний резервуар создается в нижнем бьефе путем его подпора нижележащей ступенью ГЭС или специально созданной плотиной. Такие совмещенные установки называются ГАЭС смешанного типа, или ГЭС – ГАЭС. В рассматриваемой схеме ГЭС – ГАЭС увеличение мощности и выработки энергии используемого речного сто-

ка достигается за счет многократного перемещения воды из нижнего бьефа в верхний.

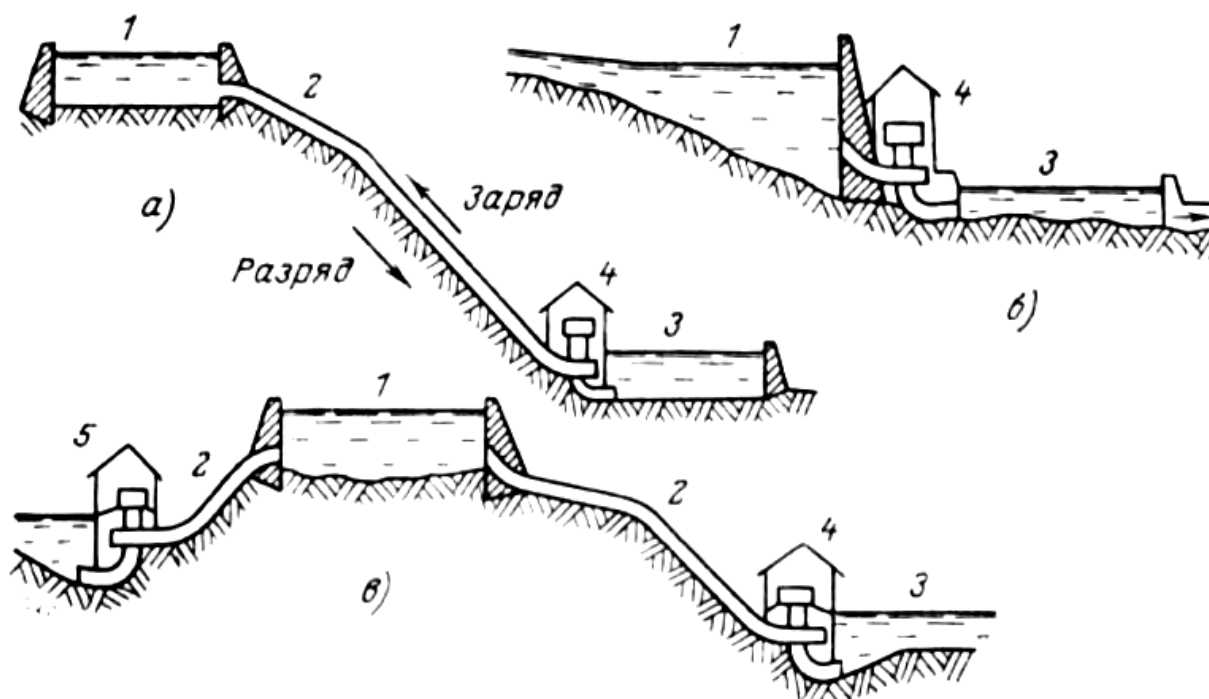


Рис. 4.8. Основные схемы и элементы ГАЭС:

1 – верхний резервуар; 2 - напорный трубопровод; 3 – нижний резервуар; 4 – здание ГАЭС; 5 – здание насосной станции

Совмещенное гидроаккумулирование с увеличением напора осуществляется также в схемах с *переброской стока*. При этом высота насосного подъема воды на водораздел должна быть меньше напора, подводимого к турбинам (рис. 8, в). В этом случае насосное и турбинное оборудование расположено на разных станциях.

По длительности цикла гидроаккумулирования, определяемого временем полной сработки и наполнения полезного объема резервуаров, ГАЭС разделяются на станции *суточного, недельного и сезонного аккумулярования*. Целесообразность применения этих циклов зависит от вместимости резервуаров, степени неравномерности суточной, недельной и сезонной нагрузок и технико-экономических показателей гидроаккумулирования каждого цикла.

По составу основного гидроэнергетического оборудования ГАЭС классифицируются следующим образом:

а) с отдельными насосными и турбинными агрегатами, которые образуют четырехмашинную схему оборудования;

б) с комбинированными агрегатами – трехмашинная схема, состоящая из соединенных на одном валу обратимой электрической машины (двигатель-генератор), гидротурбины и насоса;

в) с обратимыми агрегатами – двухмашинная схема (обратимая электромашина и обратимая гидромашина, которая в зависимости от направления вращения может работать как насос или турбина).

Важным преимуществом ГАЭС является их высокая маневренность, определяемая малым временем включения в работу, набора и сброса нагрузки. Так, пуск обратимых агрегатов ГАЭС из нерабочего состояния в турбинный режим с набором полной нагрузки составляет 2-3 мин. Пуск этих агрегатов в насосный режим из нерабочего состояния в зависимости от мощности машин и способа пуска колеблется 5-6 мин. Время перевода из турбинного в насосный режим достигает 8-10 мин.

Общий КПД ГАЭС в оптимальных расчетных условиях работы приближается к 0,75; в реальных условиях среднее значение КПД с учетом потерь в электрической сети не превышает 0,66.

Характеристика некоторых зарубежных ГАЭС приведена в приложении (табл. 10).

Каскадные схемы ГЭС. Увеличение потребности использования гидроресурсов для получения электроэнергии и обеспечения водой ее потребителей привело к необходимости строительства ряда ГЭС с водохранилищами на многих реках. *Совокупность гидроэлектростанций, расположенных на одном водотоке или в одном бассейне, а также в разных бассейнах, но связанных единством водного режима, называется каскадом ГЭС.*

Каскадные схемы использования равнинных рек состоят главным образом из плотинных ГЭС, а горных рек – деривационных. В плотинных схемах каждая гидроэлектростанция использует тот расход воды, который притекает к ее

створу. В деривационных схемах используется расход воды, поступающей к водоприемнику рассматриваемой ступени.

При комплексном использовании водных ресурсов каскадные схемы позволяют осуществить не только наиболее полную их утилизацию, но и наиболее экономичную. При этом отдельные ступени каскада могут быть связаны между собой гидрологически, гидравлически, водохозяйственно и электрически.

В качестве примера на рисунке 4.9 представлена схема комплекса ГЭС на реке Ангара, суммарной действующей мощностью 9 017,4 МВт, среднегодовой выработкой 48,4 млрд кВт·ч или 4,8% от общего потребления в стране..

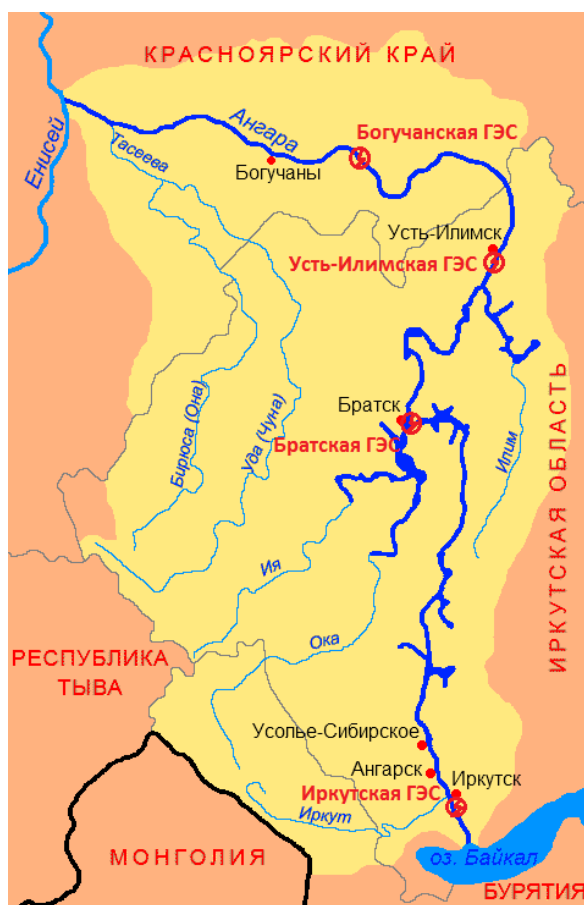


Рис.4.9. Ангарский каскад ГЭС

Гидроэлектростанции располагаются на реке Ангара с общим падением 380 м.^[1] В таблице 4.1 приводятся данные на 2012 год по их расположению на реке от истока в Иркутском водохранилище до впадения в реку Енисей, включая предполагаемое размещение проектируемой Мотыгинской ГЭС.

Табл. 4.1. Гидротехнические данные Ангарского каскада ГЭС

Название	Расстояние, исток / устье км	Длина водохр., км	Высота НУМ верх.бьефа м	Высота НУМ ниж.бьефа м	Перепад ГЭС м	Ср.расход воды в створе м ³ /с
оз. Байкал	0 / 1779		457			1850
Иркутская ГЭС	55 / 1724	55	457	426	31	1863
Братская ГЭС	661 / 1118	570	401,73	295,73	106	2814
Усть-Илимская ГЭС	959 / 820	298	296	208	88	~3200
Богучанская ГЭС	1334 / 445	375	208	139	69	3450
Мотыгинская ГЭС	1659 / 120	~240	127	99,8	27,2	3680
р. Енисей	1779 / 0		76			4530

Гидротурбины. Основным энергетическим оборудованием ГЭС являются гидротурбины и генераторы.

Гидравлической турбиной называется машина, преобразующая энергию движения воды в механическую энергию вращения ее рабочего колеса. Гидротурбины подразделяются на два класса: активные и реактивные. Турбина называется *активной*, если используется только кинетическая энергия потока, и *реактивной*, если используется и потенциальная энергия при реактивном эффекте.

Наиболее распространенными активными турбинами являются ковшовые.

В *ковшовой активной турбине* потенциальная энергия гидростатического давления в суживающейся насадке – сопле – полностью превращается в кинетическую энергию движения воды. Рабочее колесо турбины выполнено в виде диска, по окружности которого расположены ковшеобразные лопасти б (рис.

4.10, а, б). Вода, огибая поверхности лопастей, меняет направление движения. При этом возникают центробежные силы, действующие на поверхности лопастей, и энергия движения воды преобразуется в энергию вращения колеса турбины. Внутри сопла расположена регулировочная игла, перемещением которой меняется выходное сечение сопла, а следовательно, и расход воды.

В *реактивной гидравлической турбине* на лопастях рабочего колеса преобразуется как кинетическая, так и потенциальная энергия воды в механическую энергию турбины. Вода, поступающая на рабочее колесо турбины, обладает избыточным давлением, которое по мере протекания воды по проточному тракту рабочего колеса уменьшается. При этом вода оказывает реактивное давление на лопасти турбины и слагающая потенциальной энергии воды превращается в механическую энергию рабочего колеса турбины. Рабочее колесо реактивной турбины в отличие от активной полностью находится в воде, т.е. поток воды поступает одновременно на все лопасти рабочего колеса.

Различные конструкции рабочих колес реактивных турбин показаны на рисунке 4.10, в-ж. Характеристики некоторых гидротурбин приведены в приложении 11.

У *радиально-осевых турбин* лопасти рабочего колеса имеют сложную кривизну, поэтому вода, поступающая с направляющего аппарата, постепенно меняет направление с радиального на осевое. Такие турбины используют в широком диапазоне напоров от 30 до 600 м. В настоящее время созданы уникальные радиально-осевые турбины мощностью 700 МВт.

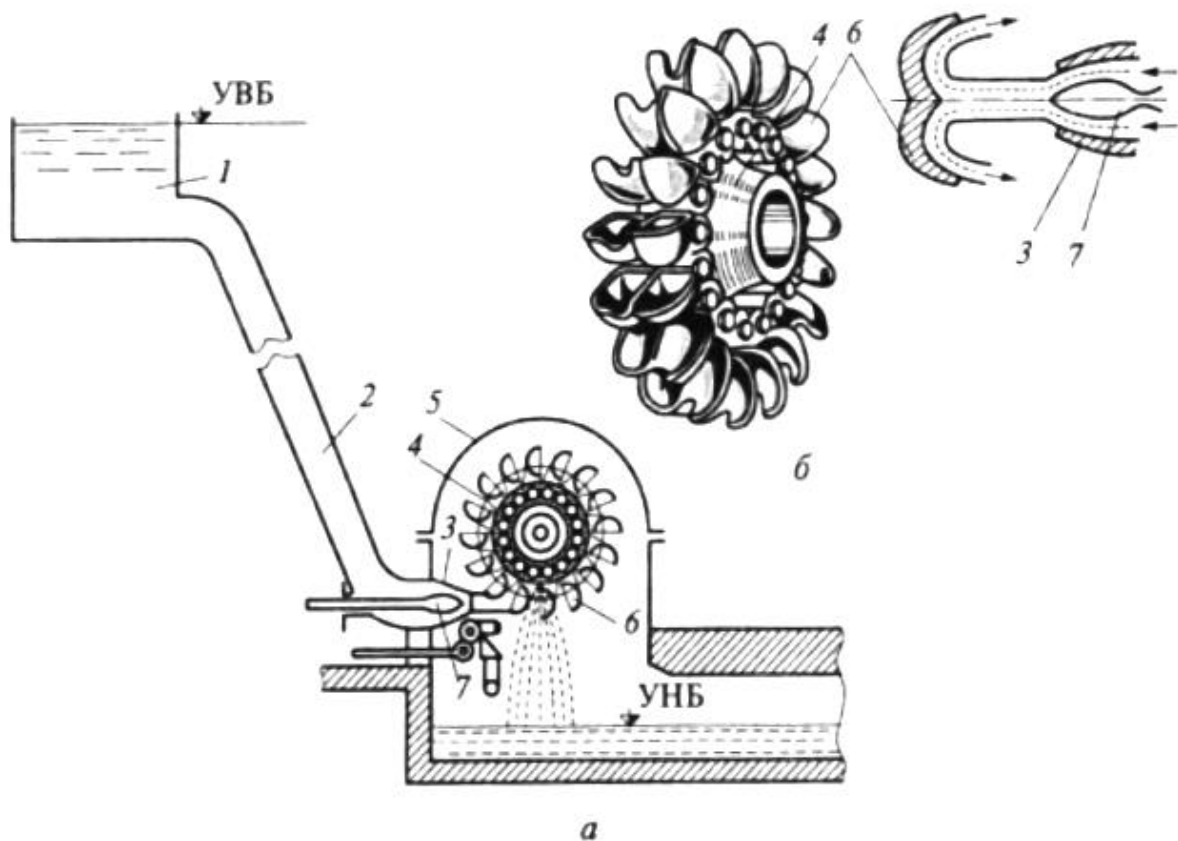


Рис. 4.10. Схема работы и рабочие колеса гидротурбин:

a – схема работы ковшовой турбины: 1 – бассейн верхнего уровня (бьефа); 2 – турбинный трубопровод; 3 – сопло; 4 – рабочее колесо; 5 – кожух; 6 – лопасти (ковши); 7 – регулировочная игла; *б* – ковшое рабочее колесо; *в* – радиально-осевое; *г* – пропеллерное; *д* – поворотно-лопастное; *е* – двухперовое; *ж* – диагональное

Пропеллерные турбины обладают простой конструкцией и высоким КПД, однако у них с изменением нагрузки КПД резко уменьшается.

У *поворотно-лопастных* гидротурбин в отличие от пропеллерных лопасти рабочего колеса поворачиваются при изменении режима работы для поддержания высокого значения КПД.

Двухперовые турбины имеют спаренные рабочие лопасти, что позволяют повысить расход воды. Широкое применение их ограничено конструктивными сложностями. Сложная конструкция свойственна также *диагональным* турбинам, у которых рабочие лопасти поворачиваются относительно своих осей.

Энергия и мощность ГЭС. Мощность на валу гидротурбины, кВт:

$$N_T = 9,81 \cdot Q_T \cdot H \cdot \eta_T, \quad (4.1)$$

где Q_T – расход воды через гидротурбину, м³/с; H – напор турбины с учетом потерь, м; η_T – КПД турбины (у современных крупных гидротурбин $\eta_T = 0,93 \dots 0,96$).

Гидропотенциал (среднегодовой расход, м³/сек, и среднегодовой сток, млрд. м³) крупных рек мира и РФ приведен в приложении (табл. 12).

Электрическая мощность гидрогенератора:

$$N_{\text{ген}} = N_T \cdot \eta_{\text{ген}}, \quad (4.2)$$

где $\eta_{\text{ген}}$ – КПД гидрогенератора, обычно $\eta_{\text{ген}} = 0,97$.

Регулирование мощности агрегата ГЭС производится изменением расхода воды, проходящей через гидротурбины. Мощность ГЭС в i -й момент времени:

$$N_{Ti} = 9,81 \cdot Q_{Ti} \cdot H_{Ti} \cdot \eta_{Ti}, \quad (4.3)$$

где Q_{Ti} , H_{Ti} , η_{Ti} – соответственно расход, напор и КПД ГЭС в i -й момент времени.

Выработка электроэнергии ГЭС, кВт·ч, за период времени T , ч, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \int_0^T N_{Ti} \cdot dt. \quad (4.4)$$

В качестве расчетного периода T рассматриваются час, сутки, неделя, месяц, год.

Электрическая мощность, подведенная к потребителю, меньше мощности, производимой гидроэлектростанцией, $N_{гэс}$. Сумму всех потерь и при многократных преобразованиях ее в повышающих и понижающих трансформаторах можно оценить с помощью КПД системы передачи и преобразования $\eta_{пер}$. Обычно $\eta_{пер} = 0,92 \dots 0,93$.

Содержание отчета:

- название и цель работы;
- кратко записать теоретические сведения;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. От чего зависит мощность ГЭС?
2. Назовите существующие схемы использования водной энергии?
3. Объясните принцип действия и особенности конструкции активных и реактивных гидротурбин?
4. Перечислите отрицательные воздействия водохранилища на окружающую среду?

Лабораторная работа № 5
КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ТЭС. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Цель работы – изучить основные виды, технологическую схему, назначение и классификацию котельных установок. Изучить расчетные формулы теплового баланса парового котла, тепловых потерь парового котла, коэффициента полезного действия и расхода топлива.

Программа работы:

- изучить технологическую схему котельной установки;

- изучить назначение вспомогательного оборудования котельной установки;
- рассмотреть схемы котельных агрегатов, назначение оборудования;
- изучить схемы генерации пара в паровых котлах;
- изучить технические характеристики котельных агрегатов;
- рассмотреть расчетные формулы для определения теплового баланса котельного агрегата.

Краткие теоретические сведения

Котельная установка – это комплекс агрегатов и устройств, предназначенный для получения пара и (или) горячей воды путем сжигания топлива или утилизации теплоты отходящих газов каких-либо производств. Котельная установка может входить составной частью в более крупную установку или станцию или иметь самостоятельное значение – по обеспечению системы отопления теплоносителем, горячего водоснабжения (например, жилых массивов, животноводческих ферм, и комплексов) и т.д.

Котельная установка состоит из котла и вспомогательного оборудования. Устройства, предназначенные для получения пара или горячей воды повышенного давления за счет теплоты, выделяемой при сжигании топлива, или теплоты, подводимой от посторонних источников (обычно с горячими газами), называют котельными агрегатами. Они подразделяются соответственно на *котлы паровые и котлы водогрейные*. Котельные агрегаты, использующие (т.е. утилизирующие) теплоту отходящих из печей газов или других основных и побочных продуктов различных технологических процессов, называются *котлами-утилизаторами*.

В состав котла входят: топка, пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель, каркас, обмуровка, тепловая изоляция, обшивка.

Топка – устройство котла, предназначенное для сжигания органического топлива, частичного охлаждения продуктов сгорания и выделения золы. Топки бывают слоевые, камерные и вихревые.

Пароперегреватель – устройство для повышения температуры пара, поступающего из испарительной системы котла. Пароперегреватели бывают радиационные и конвективные.

Экономайзер – устройство, обогреваемое продуктами сгорания топлива и предназначенное для подогрева или частичного парообразования воды, поступающей в котел.

Воздухоподогреватель – устройство для подогрева воздуха продуктами сгорания топлива перед подачей в топку котла. По принципу действия разделяются на рекуперативные и регенеративные.

Обмуровка котла – система огнеупорных и теплоизоляционных ограждений или конструкций котла, предназначенная для уменьшения тепловых потерь и обеспечения газовой плотности. Температура наружной поверхности не должна превышать 328 К. Обмуровка бывает тяжелой (500-600 мм), облегченной (200-500 мм), легкой (100-200).

К вспомогательному оборудованию относятся: тягодутьевые машины, устройства очистки поверхностей нагрева, оборудование топливоприготовления и топливоподачи, оборудование шлако- и золоудаления, золоулавливающие и другие газоочистительные устройства, газозовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты, водоподготовительное оборудование и дымовая труба.

К арматуре относятся регулирующие и запорные устройства, предохранительные и водопробные клапаны, манометры, водоуказательные приборы. В гарнитуру входят лазы, гляделки, люки, шиберы, заслонки.

По способу применения котельные установки классифицируются следующим образом:

- а) энергетические – применяемые на тепловой электрической станции для выработки электроэнергии;
- б) отопительные – применяемые для целей отопления и горячего водоснабжения;

в) промышленные (производственные) – применяемые для технологического паро- и водоснабжения.

По виду сжигаемого топлива различают котлы, работающие на твердом, жидком и газообразном топливе. Важнейшими характеристиками топлива являются теплота сгорания, содержание золы и влаги, выход летучих веществ.

Теплота сгорания – это количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании топлива. Для сравнительных расчетов используют *условное топливо* – топливо, теплота сгорания которого принята равной 29,35 МДж/кг.

Технологическая схема котельной установки с барабанным паровым котлом, работающим на пылевидном угле, приведена на рисунке 5.1.

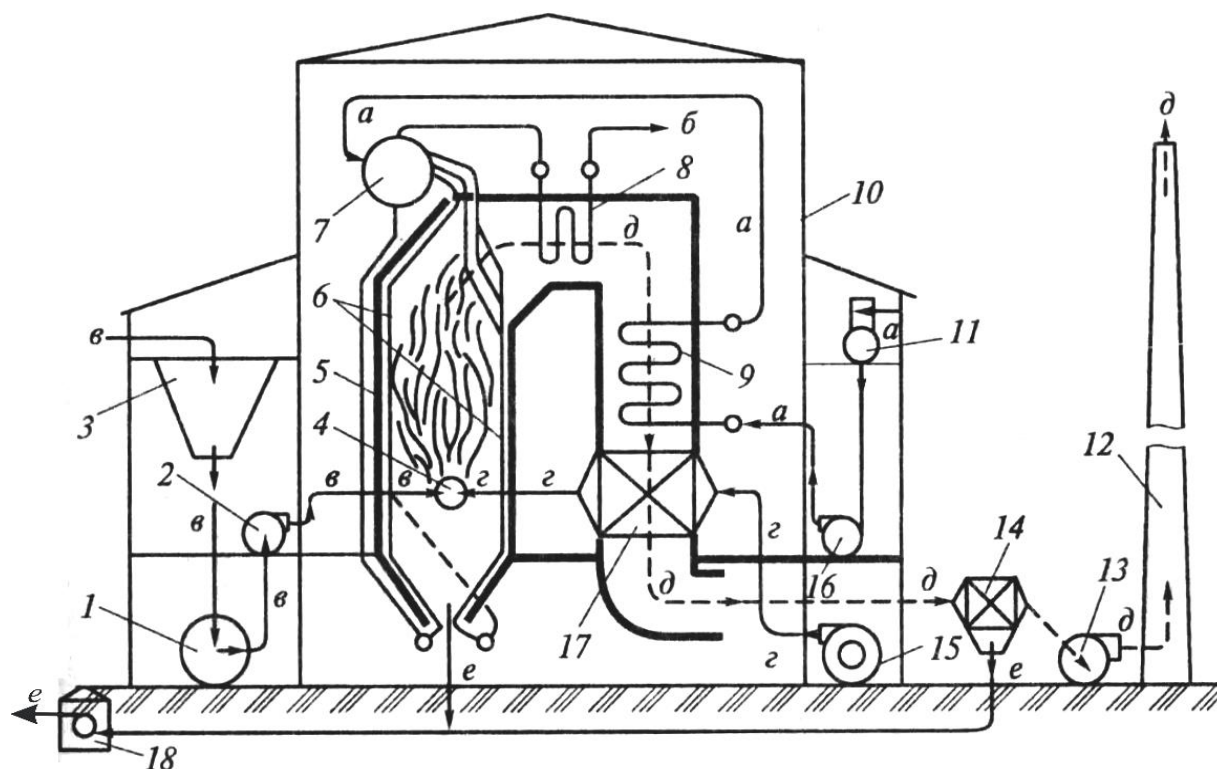


Рис. 5.1. Технологическая схема котельной установки:

1 – углеразмольная мельница; 2 – мельничный вентилятор; 3 – бункер топлива; 4 – горелка; 5 – контур топки и газоходов котельного агрегата; 6 – трубная система – экраны топки; 7 – барабан; 8 – пароперегреватель; 9 – водяной экономайзер; 10 – контур здания котельной (помещения котельного отделения); 11 – бак запаса воды с деаэрационным устройством; 12 – дымовая труба; 13 – дымосос; 14 – золоулавливающее устройство; 15 – вентилятор; 16 – питательный насос; 17 – воздухоподогреватель; 18 – насос для откачки золошлаковой пульпы; *a* – водяной тракт; *б* – перегретый пар; *в* – топливный тракт; *г* – путь движения воздуха; *д* – тракт продуктов сгорания; *e* – путь золы и шлака

Топливо с угольного склада после дробления подается конвейером в бункер топлива 3, из которого направляется в систему пылеприготовления, имеющую углеразмельняющую мельницу 1. Пылевидное топливо с помощью специального вентилятора 2 транспортируется по трубам в воздушном потоке к горелкам 4 топки котла 5, находящегося в котельной 10. К горелкам подводится также вторичный воздух дутьевым вентилятором 15 (обычно через воздухоподогреватель 17 котла). Вода для питания котла подается в его барабан 7 питательным насосом 16 из бака питательной воды 11, имеющего деаэрационное устройство. Перед подачей воды в барабан она подогревается в водяном экономайзере 9 котла. Испарение воды происходит в трубной системе 6. Сухой насыщенный пар из барабана поступает в пароперегреватель 8, затем направляется к потребителю.

Топливо-воздушная смесь, подаваемая горелками в топочную камеру (топку) парового котла, сгорает, образуя высокотемпературный (1500°C) факел, излучающий тепло на трубы 6, расположенные на внутренней поверхности стен топки. Это – испарительные поверхности нагрева, называемые экранами. Отдав часть теплоты экранам, топочные газы с температурой около 1000°C проходят через верхнюю часть заднего экрана, трубы которого здесь расположены с большими промежутками (эта часть носит название фестона), и омывают пароперегреватель. Затем продукты сгорания движутся через водяной экономайзер, воздухоподогреватель и покидают котел с температурой, несколько превышающей 100°C . Уходящие из котла газы очищаются от золы в золоулавливающем устройстве 14 и дымососом 13 выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 12. Уловленная из дымовых газов пылевидная зола и выпавший в нижнюю часть топки шлак удаляются, как правило, в потоке воды по каналам, а затем образующаяся пульпа откачивается специальными насосами 18 и удаляется по трубопроводам.

Растопка котла производится в следующей последовательности:

- 1) подготовка питательной воды, заполнение котла (с вытеснением воздуха и ликвидацией воздушных пробок);

- 2) установление режима холодной прокачки котловой воды;
- 3) подготовка и подача к горелкам топлива (газа, мазута, угля и др.);
- 4) включение тягодутьевых установок (дымососы и дутьевые вентиляторы), вентиляция топочной камеры и газоходов;
- 5) растопка котла и регулировка топочного процесса (согласно режимной карте);
- 6) прогревание элементов котла (соблюдением допустимой скорости подъема температуры металла в контрольных точках) без нагрузки со сбросом пароводяной смеси в дренаж или теплопроводы собственных нужд;
- 7) подъем параметров пара до номинальных значений;
- 8) включение котла в схему главного паропровода;
- 9) постепенный набор нагрузки.

По ходу растопки котла берутся пробы воды, пара и топлива и продуктов горения с целью недопущения нарушений эксплуатационных норм его обслуживания.

Основные характеристики паровых котлов: номинальная паропроизводительность, давление пара, температура пара и питательной воды, а водогрейных котлов – тепловая мощность (теплопроизводительность), рабочая температура горячей воды и расчетное давление в котле.

Номинальная паропроизводительность – наибольшая паропроизводительность (в т/ч или кг/ч) котла, которую он имеет при сжигании основного топлива, при номинальных значениях температуры пара и питательной воды.

Номинальное давление и температура пара в котле – значение давления и температуры перед паропроводом при номинальной паропроизводительности котла.

Номинальная температура питательной воды – это температура на входе в экономайзер, а при отсутствии – в барабан котла при номинальной паропроизводительности.

По паропроизводительности различают котлы малой паропроизводительности (до 25 т/ч), средней паропроизводительности (от 35 до 220 т/ч) и большой

паропроизводительности (от 220 т/ч и более). Наибольшая производительность характерна для энергетических котлов (до 3950 т/ч); в сельскохозяйственном производстве применяют в основном котлы малой и средней производительности по пару.

В зависимости от номинального давления пара паровые котлы подразделяют на котлы низкого (до 1 МПа), среднего (1...10 МПа), высокого (10...22,5 МПа) и сверхкритического (выше 22,5 МПа).

Для интенсификации теплообмена и повышения надежности котла в пароводяном тракте предусматривается определенная схема движения воды и пароводяной смеси. В зависимости от конструкции котла эта схема может быть:

- а) с естественной циркуляцией (рис.5.2, а);
- б) с принудительной циркуляцией (рис.5.2, б);
- в) прямоточной (рис. 5.2, в).

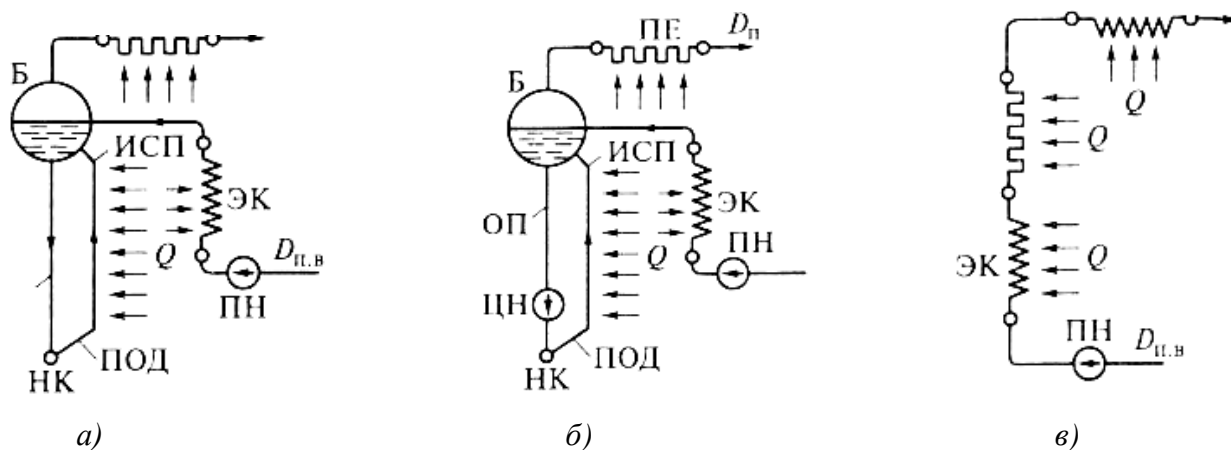


Рис.5.2. Схемы генерации пара в паровых котлах:

а – естественная циркуляция; б – многократная принудительная циркуляция; в – прямоточная схема; Б – барабан; ИСП – испарительные поверхности; ПЕ – пароперегреватель; ЭК – водяной экономайзер; ПН – питательный насос; ЦН – циркуляционный насос; НК – нижний коллектор; Q – подвод тепла; ОП – опускные трубы; ПОД – подъемные трубы; D_п – расход пара; D_{п.в} – расход питательной воды

В барабанных котлах с естественной циркуляцией (рис. 5.3) вследствие разности плотностей пароводяной смеси в левых трубах 2 и жидкости в правых трубах 4 будет происходить движение пароводяной смеси в левом ряду – вверх, а воды в правом ряду – вниз. Трубы правого ряда называются опускными, а левого – подъемными (экранными).

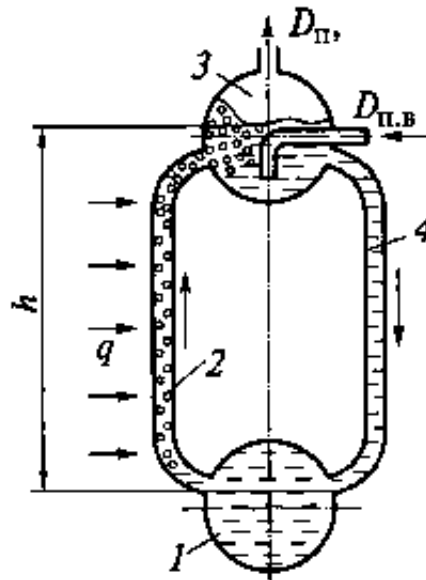


Рис.5.3. Естественная циркуляция воды в котле:
 1 – нижний коллектор; 2 – левая труба; 3 – барабан котла; 4 – правая труба

Отношение количества воды, проходящей через контур, к паропроизводительности контура D за тот же промежуток времени называется кратностью циркуляции $K_{ц}$. Для котлов с естественной циркуляцией $K_{ц}$ колеблется от 10 до 60.

Разность весов двух столбов жидкостей (воды в опускных и пароводяной смеси в подъемных трубах) создает движущий напор Δh , Н/м^2 , циркуляции воды в трубах котла:

$$\Delta p = gh(\rho_{в} - \rho_{см}), \quad (5.1)$$

где h – высота контура, м; $\rho_{в}$ и $\rho_{см}$ – плотности воды и пароводяной смеси, кг/м^3 .

В котлах с принудительной циркуляцией движение воды и пароводяной смеси (рис.5.2, б) осуществляется принудительно с помощью циркуляционного насоса ЦН, движущий напор которого рассчитан на преодоление сопротивления всей системы.

В прямоточных котлах (рис.5.2, в) нет циркуляционного контура, нет многократной циркуляции воды, отсутствует барабан, вода прокачивается питательным насосом ПН через экономайзер ЭК, испарительные поверхности ИСП и пароперегреватель ПЕ, включенные последовательно. Следует отметить, что прямоточные котлы используют воду более высокого качества, вся вода, посту-

пающая в испарительный тракт на выходе из него, полностью превращается в пар, т.е. в этом случае кратность циркуляции $K_{ц}=1$.

В котельных агрегатах производят либо насыщенный пар, либо пар, перегретый до различной температуры, величина которой зависит от его давления. В настоящее время в котлах высокого давления температура пара не превышает 570°C . Температура питательной воды, в зависимости от давления пара в котле колеблется от 50 до 260°C .

Тепловой баланс котельного агрегата

Целями составления теплового баланса котельного агрегата являются:

- а) определение значений всех приходных и расходных статей баланса;
- б) расчет коэффициента полезного действия котельного агрегата;
- в) анализ расходных статей баланса с целью установления причин ухудшения работы котельного агрегата.

На основе теплового баланса разрабатываются мероприятия по повышению эффективности энергоиспользования в котельной установке.

При установившемся режиме работы агрегата тепловой баланс для 1 кг или 1 м^3 сжигаемого топлива следующий:

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (5.2)$$

где Q_p^p – располагаемая теплота, приходящаяся на 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м^3 газообразного топлива, кДж/кг или кДж/м^3 ; Q_1 – использованная теплота; Q_2 – потери теплоты с уходящими из агрегата газами; Q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива (недожога); Q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания; Q_5 – потери теплоты в окружающую среду через внешнее ограждение котла; Q_6 – потери теплоты со шлаком.

Обычно в расчетах используется уравнение теплового баланса, выраженное в процентах по отношению к располагаемой теплоте, принимаемой за 100% ($Q_p^p = 100$):

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100, \quad (5.3)$$

где $q_1 = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_p^p}$, $q_2 = \frac{Q_2 \cdot 100}{Q_p^p}$ и т.д.

Располагаемая теплота включает все виды теплоты, внесенной в топку вместе с топливом:

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{ф.т.} + Q_{в.вн} + Q_{ф}, \quad (5.4)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива; $Q_{ф.т.}$ – физическая теплота топлива, включающая полученную при подсушке и подогреве; $Q_{в.вн}$ – теплота воздуха, полученная им при подогреве вне котла; $Q_{ф}$ – теплота, вносимая в топку с распыливающим форсуночным паром.

Использованная теплота Q_1 воспринимается поверхностями нагрева в топочной камере котла и его конвективных газоходах, передается рабочему телу и расходуется на подогрев воды до температуры фазового перехода, испарение и перегрев пара.

Эффективность использования топлива определяется в основном полнотой сгорания топлива и глубиной охлаждения продуктов сгорания в паровом котле.

Потери теплоты с уходящими газами Q_2 зависят от их температуры и количества. На объем уходящих газов значительное влияние оказывает режим работы топки (в первую очередь коэффициент избытка воздуха в топке) и наличие подсосов воздуха через неплотности в обмуровке котла. При чрезмерном увеличении коэффициента избытка воздуха, подаваемого на горение, возрастает объем отходящих дымовых газов, что приводит к неоправданному увеличению потерь теплоты q_2 , а при заниженном его значении усиливается химический недожог q_3 . Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива q_4 имеют место только при сжигании твердого топлива. Потери теплоты с уходящими газами $q_2 = 6...15\%$, от химической неполноты сгорания топлива $q_3 = 0...2\%$, от механического недожога $q_4 = 0...12\%$, потери теплоты в окружающую среду $q_5 = 0,5...3\%$ (табл. 9 приложения), потери теплоты со шлаком, удаляемыми из топки, $q_6 = 0...5\%$.

Совершенство тепловой работы парового котла оценивается коэффициентом полезного действия брутто $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$.

Коэффициент полезного действия котла по прямому балансу:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = q_1 = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}}. \quad (5.5)$$

Коэффициент полезного действия котла по обратному балансу:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (5.6)$$

Метод прямого баланса менее точен в основном из-за трудностей при определении в эксплуатации больших масс расходуемого топлива. Тепловые потери определяются с большей точностью, поэтому метод обратного баланса нашел преимущественное распространение при определении КПД.

Кроме КПД брутто, используется КПД нетто, показывающий эксплуатационное совершенство агрегата:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{н}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} - q_{\text{с.н}}, \quad (5.7)$$

где $q_{\text{с.н}}$ – суммарный расход теплоты на собственные нужды котла, т.е. расход электрической энергии на привод вспомогательных механизмов (вентиляторов, насосов и т.д.), расход пара на обдувку и распыл мазута, подсчитанные в процентах от располагаемой теплоты.

Из выражения (5.7) определяется расход подаваемого в топку топлива B :

$$B = \frac{Q_{\text{к}} \cdot 100}{Q_{\text{р}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}}. \quad (5.8)$$

Так как часть топлива теряется из-за механического недожога, то при всех расчетах объемов воздуха и продуктов сгорания, а также энтальпий, используется расчетный расход топлива $B_{\text{р}}$, кг/с, учитывающий механическую неполноту сгорания:

$$B_{\text{р}} = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right). \quad (5.9)$$

При сжигании в котлах жидкого и газообразного топлив $Q_4 = 0$ и $Q_6 = 0$.

Содержание отчета:

- название и цель работы;
- технологическая схема котельной установки, её описание;
- классификация котельных агрегатов;
- схемы циркуляции воды;
- методика расчета теплового баланса парового котла;
- методика расчета коэффициента полезного действия котла и расхода топлива;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назовите основные виды котельных агрегатов и перечислите их основные элементы.
2. Какими параметрами характеризуется котельный агрегат, приведите примеры.
3. В чем отличие естественной циркуляции воды и пароводяной смеси от многократной принудительной.
4. Что такое тепловой баланс котельного агрегата?
5. Перечислите потери теплоты в котле и укажите их причины.

Лабораторная работа № 6 КОНСТРУКЦИЯ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ПАРА И ТОПЛИВА

Цель работы – изучить классификацию и основные конструкции паровых турбин. Рассмотреть расчетные формулы для определения удельного расхода пара и топлива.

Программа работы:

- изучить классификацию и обозначение паровых турбин;
- изучить конструкцию паровых турбин, назначение основных элементов;

- рассмотреть цикл Ренкина для идеальной паротурбинной установки;
- изучить формулы для определения удельного расхода пара и топлива.

Краткие теоретические сведения

Паровая турбина – это главная силовая машина тепловой электростанции, преобразующая тепловую энергию перегретого пара в механическую, а затем в электрическую. На долю паровых турбин приходится 70% всей электроэнергии, производимой в мире, в том числе и в России.

По назначению турбины подразделяются:

- а) *на чисто конденсационные;*
- б) *с противодавлением* (отработавший пар используют для каких-либо производственных или бытовых целей, если отработавший пар используют в других турбинах, то такую турбину с противодавлением называют предвключенной);
- в) *конденсационные с отбором пара;*
- г) *конденсационные с отбором и противодавлением «мятого пара»* (турбина использует, кроме свежего пара, отработавший на производстве пар, который подводится в одну из промежуточных ступеней турбины) и др.

Каждая турбина обозначается шифром, состоящим из трех частей: первая из них – буквенная, остальные – цифровые. Буквенная часть шифра характеризует тип турбины:

- а) К – конденсационная без регулируемых отборов;
- б) Т – с теплофикационным регулируемым отбором пара ($p = 0,7...2,5$ МПа);
- в) П – с производственным регулируемым отбором пара ($p \geq 0,3$ МПа);
- г) Р – с противодавлением.

Вторая (цифровая) часть шифра указывает номинальную мощность турбины (тыс. кВт). Третья часть шифра обозначает давление свежего пара. У турбин типов П и Р третья часть шифра представляет собой дробь, числитель которой указывает давление свежего пара, а знаменатель – давление отборного или

противодавленческого пара. Так, например, конденсационная турбина мощностью 50 000 кВт с начальным давлением 12,75 МПа (130 ат) обозначается К-50-130. Та же турбина, но с двумя регулируемыми отборами пара – производственным давлением 0,69 МПа (7 ат) и теплофикационным – обозначается ПТ-50-130/7.

В качестве характерного примера конструкции паровой турбины на рисунке 6.1 приведен продольный разрез конденсационной турбины мощностью 50 тыс. кВт и частотой вращения 3000 об/мин.

Пар с начальными параметрами 9 МПа и 535 °С подводится по паровпускной трубе к расположенной на корпусе турбины паровой коробке 3, в которой размещены регулирующие клапаны 4. Из клапанной коробки пар через одно-венечную регулируемую ступень подводится к проточной части турбины, состоящей из 21 ступени. Первые 18 ступеней имеют рабочие диски (колеса), выполненные за одно целое с валом турбины. Последующие три ступени 12 имеют диски, посаженные с натягом на вал. На ободах каждого диска укреплены рабочие лопатки.

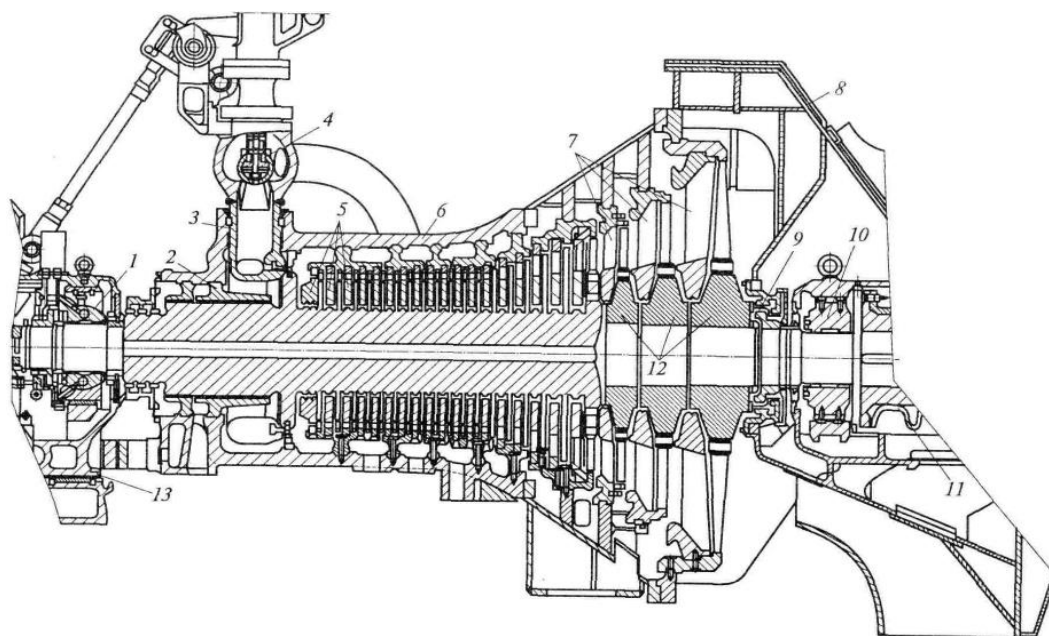


Рис. 6.1. Продольный разрез турбины мощностью 50 тыс. кВт:

- 1 – передний подшипник; 2 – переднее концевое уплотнение; 3 – паровая коробка;
 4 – регулирующий клапан; 5, 7 – промежуточные диафрагмы; 6 – корпус; 8 – выхлопной па-
 трубок; 9 – заднее концевое уплотнение; 10 – задний подшипник; 11 – муфта;
 12 – ступени; 13 – станина

Сопловые решетки первой регулирующей ступени закреплены в паровой коробке, приваренной к корпусу б турбины. Диски остальных ступеней разделены неподвижными промежуточными диафрагмами 5, 7. В каждой диафрагме размещены неподвижные сопловые решетки. Часть корпуса б, охватывающая первые 14 ступеней высокого давления, выполнена в виде стальной отливки. Остальные ступени размещены в сварной части корпуса. Выхлопной патрубков 8 турбины сварен из листовой стали. В корпусе турбины предусмотрены пять патрубков для отбора пара из промежуточных ступеней турбины. Эти нерегулируемые отборы предназначены для подогрева питательной воды.

Вал ротора турбины опирается на два подшипника. Передний подшипник 1 имеет несколько более сложную конструкцию, чем задний 10, так как он, помимо веса ротора, воспринимает также осевые усилия, возникающие при протекании пара через лопатки ротора. Конструкция переднего подшипника дает возможность фиксировать осевое положение ротора по отношению к корпусу турбины. Такой подшипник носит название опорно-упорного.

Там, где вал турбины проходит через ее корпус, расположены два концевых уплотнения 2 и 9. Переднее концевое уплотнение 2, работающее в области избыточных давлений пара, служит для предотвращения утечки пара из корпуса турбины в окружающую среду. Заднее концевое уплотнение 9, работающее в области вакуума, защищает выходную часть турбины от подсоса воздуха из окружающей среды, при котором ухудшается экономичность работы турбины и снижается развиваемая ею мощность.

В местах, где вал проходит через расположенные между рабочими дисками перегородки-диафрагмы, установлены промежуточные уплотнения, препятствующие протечкам пара из одной ступени в другую в обход сопловых решеток. Диски рабочих колес имеют разгрузочные отверстия для выравнивания давления по обе стороны диска.

На переднем конце вала турбины расположен предельный скоростной регулятор, который служит для предотвращения повышения частоты вращения вала турбины более чем на 10...12% сверх номинальной. Масляный насос предна-

значен для подачи масла в систему смазки подшипников турбоагрегата, привода механизма системы автоматического регулирования турбины и управления им. Масляный насос и опорно-упорный подшипник опираются на станину 13.

На противоположном конце вала размещена муфта 11, служащая для передачи вращающего момента валу генератора. Рядом с муфтой установлено валоповоротное устройство, состоящее из электродвигателя и червячно-зубчатой передачи. Валоповоротное устройство служит для медленного вращения вала неработающей турбины перед пуском и после остановки агрегата для обеспечения равномерного прогрева или остывания ротора турбины и равномерности распределения возникающих при этом термических деформаций. С передним концом вала связан указатель частоты вращения – тахометр. Корпус турбины, а также корпуса подшипников имеют горизонтальный разъем на уровне вала турбины. Это дает возможность разборки, и сборки турбины путем съема верхней части ее корпуса.

На рисунке 6.2 показан продольный разрез реактивной турбины. Ротор таких турбин обычно выполнен в виде сварного барабана, а корпус не имеет диафрагм. Изготовление ротора реактивных турбин в виде барабана, а не отдельных дисков объясняется стремлением к уменьшению осевых усилий, пытающихся сдвинуть ротор в сторону движения потока пара. Эти усилия особенно велики в турбинах реактивного типа, так как давление пара по обе стороны рабочих лопаток различно. Если бы на ступенях реактивных турбин рабочие лопатки закреплялись на дисках, то эта разность давлений, действуя на всю площадь дисков, могла бы создать осевое усилие весьма большой величины. Даже при использовании в реактивных турбинах барабанных роторов осевые усилия получаются значительно большими, чем в турбинах с активными ступенями.

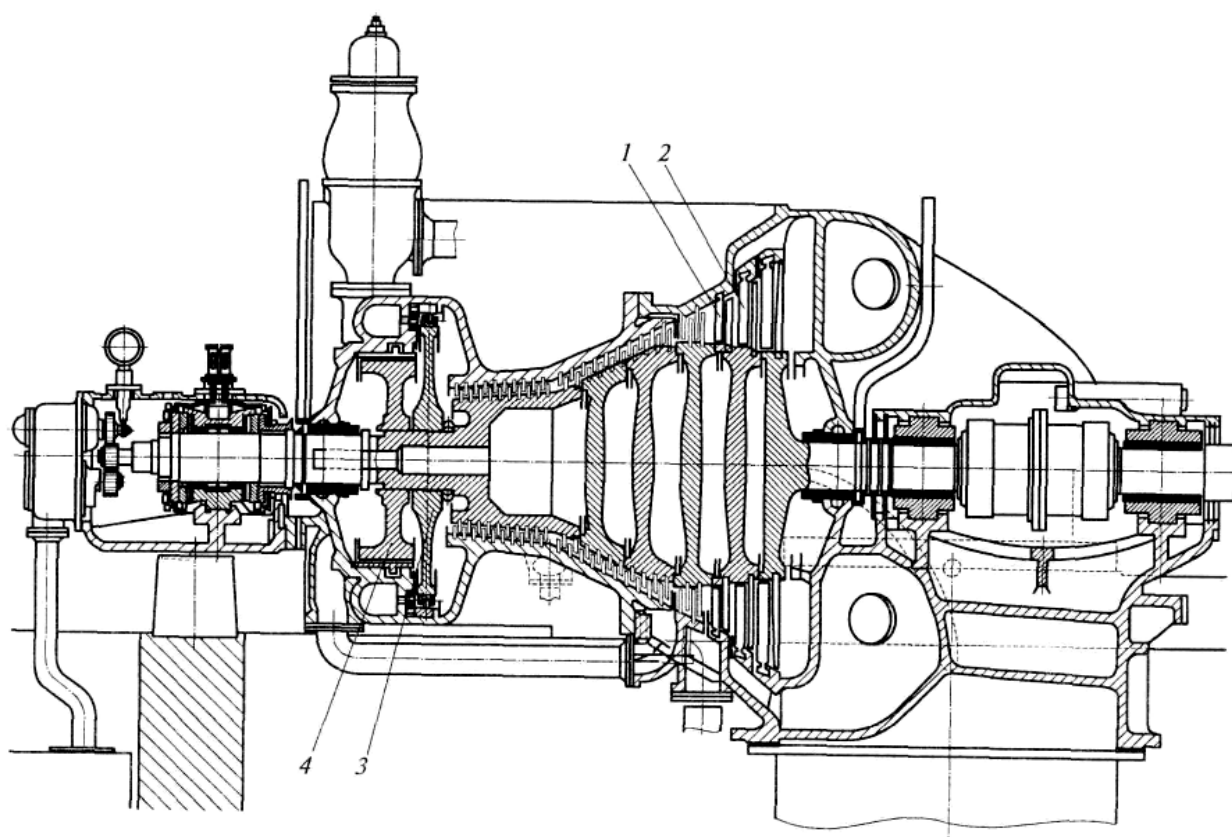


Рис. 6.2. Продольный разрез реактивной турбины мощностью 20 тыс. кВт:
1 – рабочие лопатки; 2 – лопатки сопловых решеток; 3 – регулирующее колесо;
4 – разгрузочный поршень

При барабанных роторах рабочие лопатки *1* крепятся непосредственно на наружной поверхности барабанов, и потому нет необходимости в применении для размещения сопловых решеток каких-либо специальных перегородок-диафрагм. Лопатки *2* сопловых решеток в этом случае могут крепиться непосредственно в корпусе турбины, как показано на рисунке 6.2.

Для предотвращения протекания пара внутри ступеней, в обход сопловых и рабочих решеток лопатки реактивных ступеней, они снабжены внутренними уплотнениями, выполненными в виде гребенок и закрепленных в роторе (для сопловых) и в корпусе (для рабочих лопаток).

Поскольку в реактивных турбинах осевые усилия намного больше, чем в активных, то для их восприятия применяется специальное устройство – разгрузочный поршень *4*. Такой поршень, находящийся под давлением пара регулирующей (обычно активной) ступени турбины, выполняют с диаметром большим, чем диаметр расположенной за регулирующей ступенью нерегулируемой

реактивной ступени. Поэтому давление пара в камере регулирующего колеса 3, действующее на площадь, определяемую разностью этих диаметров, создает силу, направленную в сторону, противоположную осевому усилию, возникающему при работе турбины. Разность диаметров поршня и турбины рассчитывается таким образом, чтобы уравновесить осевые усилия, действующие вдоль ротора турбины.

В остальном отдельные элементы конструкции реактивной турбины тождественны конструкции активных турбин.

Коэффициент полезного действия турбоагрегата определяется формулой:

$$\eta_{та} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген} \cdot 100, \% \quad (6.1)$$

где $\eta_{та}$ – КПД турбогенератора; η_t – термический КПД цикла; η_{oi} – внутренний относительный КПД; $\eta_{мех}$ – механический КПД; $\eta_{ген}$ – КПД генератора.

Термический КПД цикла определяется начальными и конечными параметрами рабочего пара:

$$\eta_t = \frac{i_0 - i_k}{i_0 - i_{пв}}, \quad (6.2)$$

где i_0 – начальная энтальпия пара при P_0 и t_0 ; i_k – энтальпия пара в конце процесса; $i_{пв}$ – теплосодержание питательной воды (при подогреве его в регенеративной системе).

Если принять, что $P_0 = 130$ ата, $P_k = 0,04$ ата, $t_0 = 540$ °С, а температура питательной воды 220 °С, то из таблицы водяного пара найдем: $i_0 = 820$ ккал/кг; $i_k = 610$ ккал/кг; $i_{пв} = 221$ ккал/кг. Тогда термический КПД:

$$\eta_t = \frac{820 - 610}{820 - 221} = \frac{210}{599} = 0,35 \quad (6.3)$$

Внутренний относительный КПД турбинный η_{oi} зависит от совершенства проточной части, режима загрузки, состояния лопаток и лабиринтовых уплотнений и т.д. Высокий КПД (88-92%) имеют ступени высокого давления, где больше плотность пара и меньше вентиляционные потери. По мере приближения к концу проточной части η_{oi} уменьшается и на последних ступенях, где пар становится насыщенным и увлажненным, η_{oi} падает до 60-70% и даже ниже. В среднем для паровой турбины η_{oi} равняется 75-80%.

Механический КПД турбины $\eta_{\text{мех}}$ зависит в основном от удельных физических размеров на единицу мощности: чем выше мощность турбины и чем ниже удельный вес на 1 кВт мощности, тем $\eta_{\text{мех}}$ меньше. Показатель этот составляет в среднем от 0,8 для мелких турбин (до 100 кВт) до 0,99 для турбин более 25 тыс. кВт.

Формулировка КПД генератора $\eta_{\text{ген}}$ аналогична $\eta_{\text{мех}}$: чем больше мощность генератора, тем меньше механические потери его, изменяясь от 95 для малых машин до 99% для генераторов 25 тыс. кВт и выше.

Таким образом, для турбоагрегата мощностью 60 тыс. кВт с указанными выше параметрами пара 130 ата и 540 °С и при $\eta_{\text{oi}} = 85\%$ коэффициент полезного действия (при номинальной нагрузке и конденсационном режиме, т.е. без отбора пара на теплофикацию и производство) составит:

$$\eta_{\text{та}} = (0,35 \cdot 0,85 \cdot 0,99 \cdot 0,99) \cdot 100 = 29,1\% \quad (6.4)$$

В случае включения отборов пара КПД будет расти, достигнув максимума при противодавленческом режиме.

Наибольший эффект может быть получен в реальных условиях, если теплофикационную турбину с конденсатором в период отопительного сезона перевести на несколько ухудшенный вакуум с $P_{\text{к}} = 0,8 - 1,0$ ата, а конденсатор турбины использовать в качестве основного бойлера. Наличие производственного и теплофикационного отборов в цикле позволяет поднять КПД турбины с 28-30 до 50-60%, т.е. практически вдвое. По этой причине во всех городах и крупных поселках стремятся строить ТЭЦ различной мощности с целью удешевления электрической и тепловой энергии за счет комбинированного (когенеративного) энергопроизводства.

Характеристикой экономичности паровой турбины наряду с КПД является *удельный расход пара* d_3 , кг/кДж, т.е. расход пара в единицу времени вырабатываемой мощности:

$$d_3 = \frac{D}{N_3}, \quad (6.5)$$

где D – секундный расход пара, кг/с; N_3 – электрическая мощность, кВт.

Удельный расход пара современных мощных конденсационных турбин при полной нагрузке составляет $(0,85 \dots 1,0) \cdot 10^{-3}$ кг/кДж.

Содержание отчета:

- название и цель работы;
- изобразить продольный разрез турбины и дать описание элементов;
- изучить обозначения турбин;
- изобразить графическую зависимость цикла Ренкина для идеальной турбоустановки и привести формулы расчета удельного расхода пара и топлива;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Что означают цифры в шифре обозначения турбины?
2. В чем заключается разница между активной турбиной и реактивной?
3. Что такое сопловые и рабочие решетки, их назначение?
4. В чем заключается разница между удельным и часовым расходом пара?

**Лабораторная работа № 7
СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Цель работы – изучить системы теплоснабжения для коммунально-бытовых и производственных целей.

Программа работы:

- изучить графики тепловых нагрузок;
- познакомиться с теоретическими аспектами отпуска теплоты промышленным предприятиям, на отопление, вентиляцию, и бытовые нужды;
- изучить схемы подвода теплоты.

Краткие теоретические сведения

Системой теплоснабжения называется комплекс устройств по выработке, транспорту и использованию теплоты.

Тепловое потребление – это использование тепловой энергии для разнообразных коммунально-бытовых и производственных целей (отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, души, бани, прачечные, различные технологические теплоиспользующие установки и т.д.).

Потребителей теплоты можно разделить на две группы:

- а) сезонные потребители;
- б) круглогодичные потребители.

Сезонные потребители используют теплоту не круглый год, а только в течение какой-то его части (сезона), при этом расход теплоты и его изменение по времени зависят главным образом от климатических условий (температуры наружного воздуха, солнечного излучения, скорости и направления ветра, влажности воздуха). Основное значение имеет температура наружного воздуха; влиянием же других климатических факторов на расход теплоты часто пренебрегают.

Сезонными потребителями теплоты являются:

- а) отопление;
- б) вентиляция (с подогревом воздуха в калориферах);
- в) кондиционирование воздуха (получение воздуха определенного качества, чистоты, температуры и влажности).

Расход теплоты в течение суток у сезонных потребителей меняется относительно мало, что объясняется небольшим, обычно суточным изменением температуры наружного воздуха и большой теплоаккумулирующей способностью зданий. Поэтому суточный график расхода теплоты сезонных потребителей (за исключением некруглосуточных работающих вентиляционных установок) сравнительно постоянен (рис. 7.1).

Годовой график сезонных потребителей в противоположность суточному имеет резкопеременный характер: наибольший расход в самые холодные месяцы (январь, декабрь), значительно меньший расход в начале и в конце отопительного сезона и нулевой расход в летний период (рис. 7.2). Летом теплота ча-

стично может использоваться для выработки холода в абсорбционных и эжекционных холодильных установках.



Рис. 7.1. Суточный график сезонной (отопительной) нагрузки

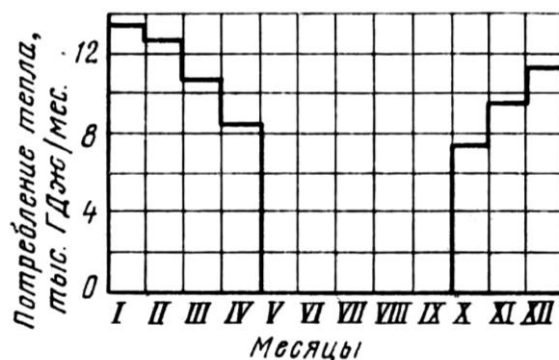


Рис. 7.2. Примерный годовой график отопительной нагрузки

Круглогодовые потребители используют теплоту в течение всего года. К этой группе относятся:

- а) технологические потребители теплоты;
- б) горячее водоснабжение коммунально-бытовых потребителей.

Круглогодое потребление теплоты зависит от многих различных факторов. Технологическое потребление теплоты зависит от технологии производства, вида выпускаемой продукции, типа оборудования, режима работы предприятия и т.д. Климатические условия очень мало влияют на расход теплоты у круглогодовых потребителей.

В противоположность сезонным круглогодовые потребители теплоты часто имеют переменный суточный и сравнительно постоянный годовой график теплотопотребления. На рисунке 7.3 представлен в качестве примера суточный график горячего водоснабжения жилого дома. Необходимо учитывать, что у круглогодовых потребителей суточные графики в субботние и воскресные дни обычно отличаются от суточных графиков других дней недели.

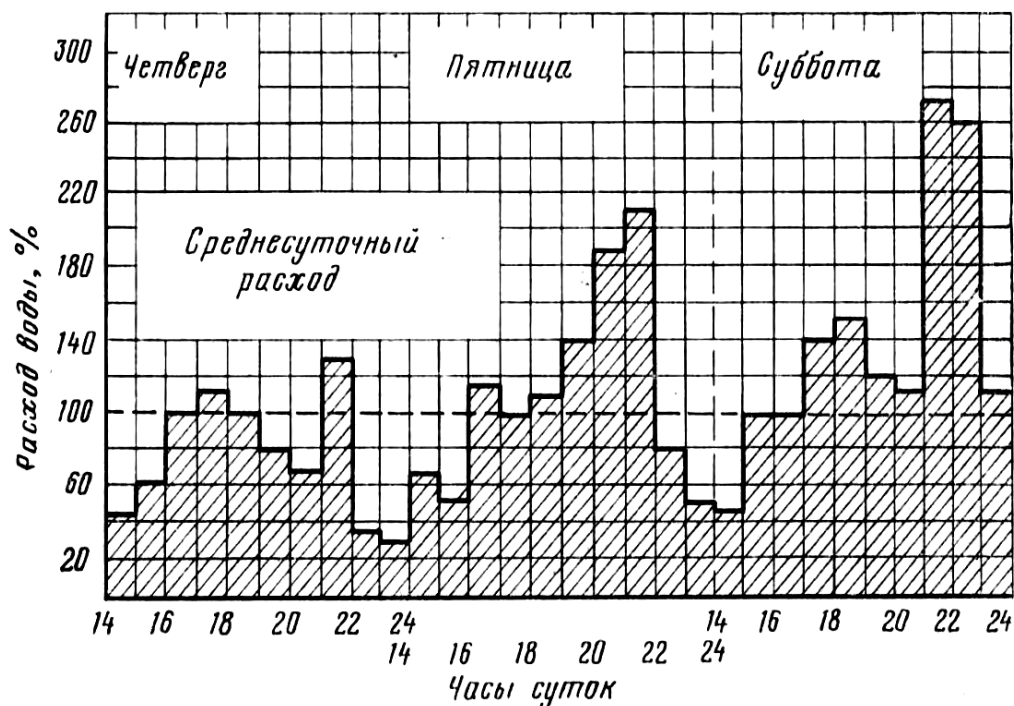


Рис. 7.3. Безразмерный суточный график расхода тепла на горячее водоснабжение жилого дома

Потребители теплоты согласно СНиП 41-02-2003 подразделяются на три категории:

1) первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты снижения температуры воздуха в помещениях до значений ниже предусмотренных ГОСТ 30494;

2) вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч – в жилых зданиях до 12°C , в промышленных зданиях до 8°C ;

3) третья категория – остальные потребители.

Выбор той или иной схемы теплоснабжения осуществляется путем технико-экономического сравнения вариантов. Выбранная схема теплоснабжения должна обеспечивать:

- а) нормативный уровень теплоэнергосбережения;
- б) нормативный уровень надежности, определяемый следующими критериями: вероятностью безотказной работы, готовностью (качеством) теплоснабжения и живучестью системы;
- в) соответствие требованиям экологии;

г) безопасность эксплуатации.

Под *живучестью системы* понимается ее способность сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 ч) остановок.

Снабжение теплотой потребителей (систем отопления, вентиляции, на технологические процессы и горячее водоснабжение зданий) состоит из трех взаимосвязанных процессов: сообщения теплоты теплоносителю, транспорта теплоносителю, транспорта теплоносителя и использование теплового потенциала теплоносителя. В соответствии с этим каждая система теплоснабжения состоит из трех звеньев: источника теплоты, трубопроводов и систем теплопотребления с нагревательными приборами.

Теплоносителем называется среда, которая передает теплоту от источника теплоты к нагревательным приборам систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Системы теплоснабжения классифицируют следующим образом:

- а) по виду применяемого теплоносителя: водяные; паровые;
- б) в зависимости от размещения источника теплоснабжения: централизованное теплоснабжение; децентрализованное теплоснабжение. Согласно СНиП 41-02-2003 *система централизованного теплоснабжения* – это система, состоящая из одного или нескольких источников теплоты, тепловых сетей (независимо от диаметра, числа и протяженности наружного теплопровода) и потребителей теплоты. Централизованное теплоснабжение осуществляется от крупных отопительно-производственных котельных, ТЭЦ, ГРЭС, обслуживающих комплекс зданий и производственных потребителей. Децентрализованное теплоснабжение осуществляется от небольших котельных или других теплогенерирующих установок (топливных или электрических водо- и воздухоподогревателей, отопительных печей и т.д.). Для децентрализованного теплоснабжения характерна небольшая (до 0,5 км) длина тепловых сетей;
- в) по наличию или отсутствию забора теплоносителя из сети: открытые и закрытые системы. В *открытых системах* теплоноситель из тепловой сети ча-

стично или полностью разбирается на горячее водоснабжение или технологические нужды. В *закрытых системах* теплоноситель (вода или пар) из сети не отбираются, а в полном объеме возвращаются к источнику теплоснабжения;

г) по способу присоединения потребителей теплоты (отопительных приборов и др.) к тепловой сети: зависимые и независимые. В *зависимых системах* теплоноситель из сети непосредственно подается в отопительные приборы или другие теплоиспользующие аппараты, а в *независимых системах* теплоноситель из сети подается в водоподогреватель, нагревающий воду, которая затем уже используется в отопительных приборах и других устройствах;

д) по числу труб в тепловых сетях: однотрубные; двухтрубные; трехтрубные. *Однотрубная система* является разомкнутой. Поступающая в этом случае по подающему трубопроводу горячая вода или пар используются на отопление и горячее водоснабжение без возврата их источнику теплоснабжения. Применение такой системы целесообразно в том случае, когда совпадают по времени среднечасовые расходы сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение. В *двухтрубных системах* одна труба служит для подачи теплоносителя (горячей воды или пара) к потребителю, а другая – для возврата отработавшего теплоносителя (обратной воды или конденсата) в котельную. В *трехтрубных системах* две трубы служат для подачи теплоносителя к потребителю, а третья – для возврата отработавшего теплоносителя в котельную.

На промышленных площадках в промышленных районах для систем теплоснабжения применяют воду и пар. Пар в основном применяется для технологических потребностей. В последнее время имеется тенденция применения и на промышленных объектах единого теплоносителя – воды, которая используется и при технологических процессах. Применение единого теплоносителя упрощает схему теплоснабжения, ведет к уменьшению капитальных затрат и способствует качественной и дешевой эксплуатации.

Если сравнить по основным показателям воду и пар, можно отметить следующее преимущества друг перед другом.

Преимущества воды:

- 1) сравнительно низкая температура воды, а, следовательно, температура поверхности нагревательных приборов;
- 2) возможность транспортирования воды на большие расстояния без уменьшения ее теплового потенциала;
- 3) возможность центрального регулирования тепловой отдачи систем теплоснабжения;
- 4) возможность ступенчатого подогрева воды на ТЭЦ с использованием низких давлений пара и увеличения, таким образом, выработки электрической энергии на тепловом потреблении;
- 5) простота присоединения водяных систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения к тепловым сетям;
- 6) сохранение конденсата греющего пара на ТЭЦ или в районных котельных;
- 7) большой срок службы систем отопления и вентиляции.

Преимущества пара:

- 1) возможность применения пара не только для тепловых потребителей, но также для силовых и технологических нужд;
- 2) быстрый прогрев и быстрое остывание систем парового отопления, что представляет собой ценность для помещений с периодическим обогревом;
- 3) пар низкого давления (обычно применяемый в системах отопления зданий) имеет малую объемную массу (примерно в 1650 раз меньше объемной массы воды); это обстоятельство в паровых системах отопления позволяет не учитывать гидростатическое давление и создает возможность применять пар в качестве теплоносителя в многоэтажных зданиях; паровые системы теплоснабжения по тем же соображениям могут применяться при самом неблагоприятном рельефе местности теплоснабжаемого района;
- 4) более низкая первоначальная стоимость паровых систем ввиду меньшей поверхности нагревательных приборов и меньших диаметров трубопроводов;
- 5) простота начальной регулировки вследствие самораспределения пара;
- 6) отсутствие расхода энергии на транспортирование пара.

К недостаткам пара можно отнести дополнительно:

- 1) повышенные потери паропровода из-за более высокой температуры пара;
- 2) срок службы паровых систем отопления значительно меньше, чем водяных, из-за интенсивной коррозии внутренней поверхности конденсаторов.

Несмотря на некоторые преимущества пара как теплоносителя, пар применяется для систем теплоснабжения и отопительных систем значительно реже воды и то лишь для тех помещений, где нет длительного пребывания людей. Согласно СНиП паровое отопление разрешается применять в торговых помещениях, банях, прачечных, кинотеатрах, в промышленных зданиях. В жилых зданиях паровые системы не применяются.

Параметрами теплоносителей называют температуру и давление. Вместо давления в практике эксплуатации широко пользуются другой единицей – напором.

Напор и давление связаны зависимостью:

$$H = \frac{P}{\rho g}, \quad (7.1)$$

где H – напор, м; P – давление, Па; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Вода как теплоноситель характеризуется различными температурами до системы теплоснабжения (нагревательного прибора) и после системы теплоснабжения.

Мощность теплового потока, кВт, отдаваемого водой, Q характеризуется формулой:

$$Q = Gc \cdot (t_1 - t_2), \quad (7.2)$$

где G – количество воды, проходящей через систему теплоснабжения, кг/с; c – удельная теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·°С); t_1 – температура воды до системы теплоснабжения (после источника теплоты), °С; t_2 – температура воды после системы теплоснабжения (до источника теплоты), °С.

В современных системах теплоснабжения применяют следующие значения температур воды:

а) $t_1 = 105 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ($95 \text{ }^{\circ}\text{C}$); $t_2 = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в системах отопления жилых и общественных зданий;

б) $t_1 = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_2 = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в системах централизованного теплоснабжения от котельной или ТЭЦ, а также в системах отопления промышленных зданий.

Температура воды в системах теплоснабжения должна соответствовать давлению, при котором не будет вскипания (например, вода при температуре $150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ должна иметь давление не ниже $0,4 \text{ МПа}$).

Повышение температуры воды в источнике теплоснабжения (у генератора теплоты) ведет к снижению количества перекачиваемой воды, уменьшению диаметров труб и расходов энергии на перекачку.

Из формулы (7.2) расход воды:

$$G = \frac{Q}{c(t_1 - t_2)}. \quad (7.3)$$

Для передачи того же количества теплоты Q тем меньше потребуется воды G , чем больше разность температур $(t_1 - t_2)$.

Объем перекачиваемой воды:

$$V = \frac{G}{\rho} \quad (7.4)$$

где G – расходы воды, кг/с; ρ – плотность воды, кг/м³.

В системах теплоснабжения применяется пар различных давлений, МПа:

а) в системах парового отопления низкого давления $0,005 - 0,07$;

б) в системах парового отопления высокого давления $> 0,07$.

Мощность тепловой отдачи пара, кВт, в системе теплоснабжения Q и количество пара G для передачи этого же количества теплоты определяются по формулам (5) – (7):

$$Q = G \cdot (i - c_k t_{\text{нас}}), \quad (7.5)$$

где G – количество пара, кг/с; i – энтальпия сухого насыщенного пара, кДж/кг; $t_{\text{нас}}$ – температура насыщенного пара, $^{\circ}\text{C}$.

Теплоемкость конденсата c_k , как и воды, равна $4,19 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$, поэтому энтальпия конденсата $t_{\text{нас}}c_k$ равна $4,19 t_{\text{нас}}$.

Для пара низкого давления формула (5) может быть упрощена:

$$Q = G \cdot r, \quad (7.6)$$

где r – скрытая теплота парообразования, равная $2260 \text{ кДж}/\text{кг}$.

Расход пара (и конденсата), $\text{кг}/\text{с}$:

$$G = \frac{Q}{i - c_k t_{\text{нас}}} \quad (7.7)$$

Различные варианты присоединения потребителя к закрытой двухтрубной *водяной системе* теплоснабжения показаны на рисунке 7.4. В схеме, изображенной на рисунке 4 (а) в отопительные приборы поступает вода непосредственно из подающего трубопровода системы теплоснабжения. В схеме, показанной на рисунке 4 (б) вода из системы теплоснабжения вначале поступает в элеватор 2, смешивается в нем с обратной водой, выходящей из отопительных приборов, и эта смесь поступает уже в отопительные приборы. Такая схема позволяет использовать более горячий теплоноситель в подающем трубопроводе, что при одном и том же расходе теплоносителя дает возможность транспортировать по тепловой сети большой тепловой поток.

На схеме, показанной на рисунке 7.4 (в) аналогичная задача смешения потоков горячей и обратной воды решается с помощью циркуляционного насоса. В результате температура воды перед поступлением в отопительные приборы понижается до требуемого по эксплуатационным нормам. Схемы а, б и в на рисунке 7.4 изображает независимую схему присоединения отопительных приборов к тепловой сети, так как теплоноситель, циркулирующий через них, не общается с теплоносителем тепловой сети, а получает от него теплоту в водяном водоподогревателе 4.

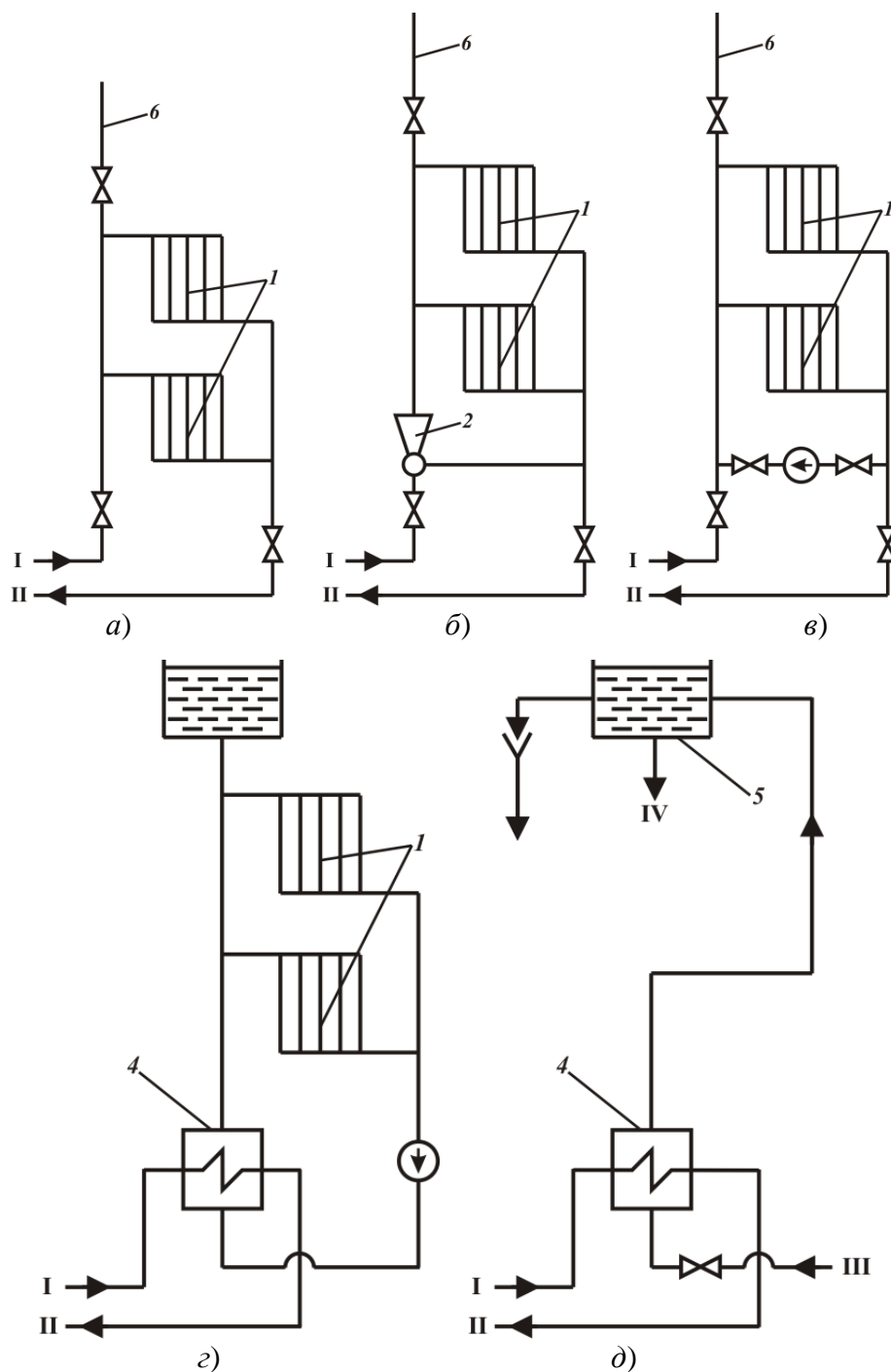


Рис. 7.4. Схемы закрытой двухтрубной водяной сети:

a – зависимая схема отопления с непосредственным присоединением к сети; *б* – зависимая схема отопления с водоструйным элеватором; *в* – зависимая схема отопления с циркуляционным насосом; *г* – независимая схема отопления с водоподогревателем; *д* – независимая схема горячего водоснабжения; I – горячая вода из котельной; II – обратная вода в котельную; III – холодная вода на нагрев; IV – нагретая вода в систему горячего водоснабжения; 1 – отопительный прибор; 2 – водогрейный элеватор; 3 – циркуляционный насос; 4 – водоводяной насос; 5 – аккумулятор горячей воды; 6 – воздушник

Рисунок 7.4 (д) иллюстрируют независимую схему присоединения горячего водоснабжения к тепловой сети. Холодная вода подогревается в подогрева-

теле 4 и далее поступает в аккумулятор горячей воды 5, из которого она по мере необходимости отбирается потребителям.

Паровые системы теплоснабжения показаны на рисунке 7.5.

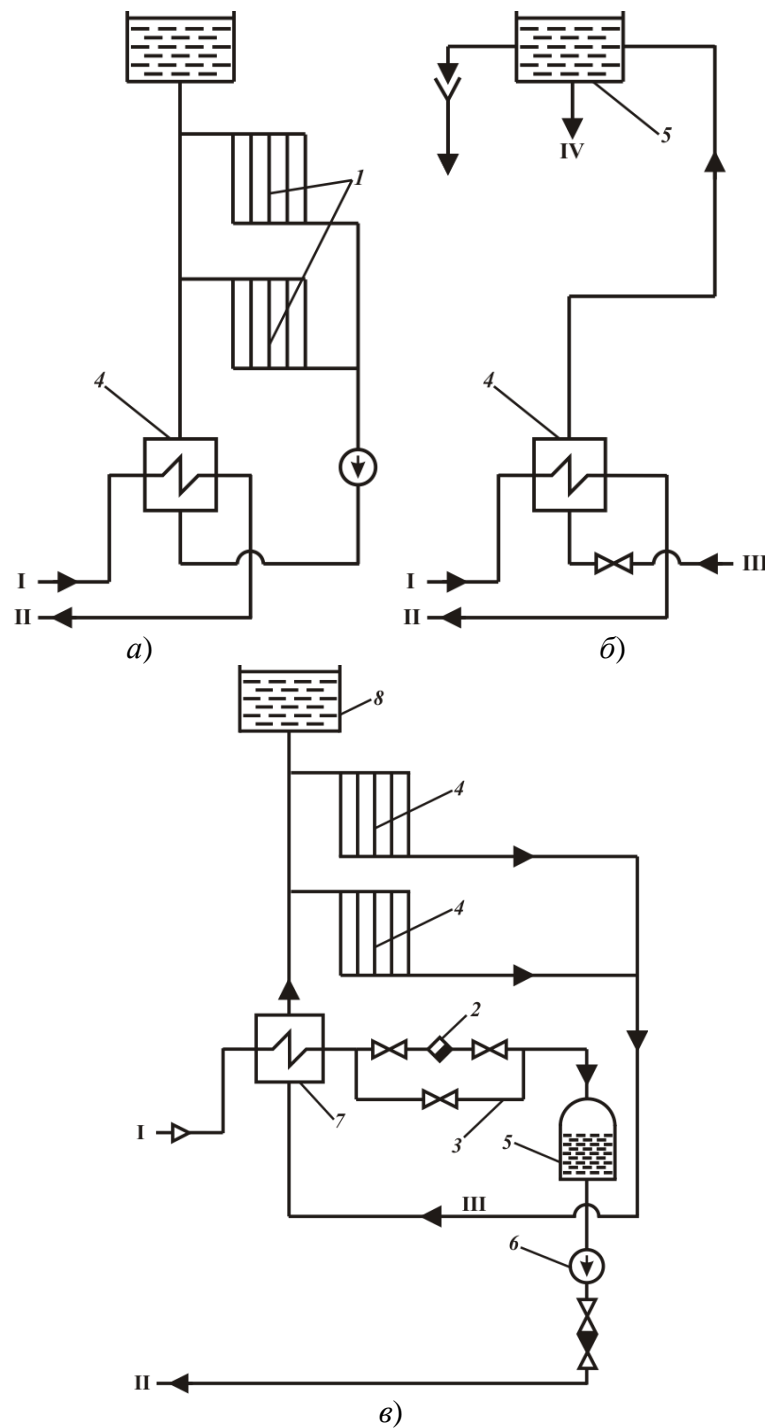


Рис. 7.5. Паровые схемы теплоснабжения с возвратом конденсата:

a – передача теплоты конденсации пара теплоносителю в кожухотрубном теплообменнике; *б* – зависимая схема подсоединения отопительных приборов к паровой сети с возвратом конденсата насосом; *в* – независимая схема подсоединения отопительных приборов к паровой сети с возвратом конденсата насосом; I – пар; II – конденсат; III – нагреваемый теплоноситель; IV – нагретый теплоноситель; 1 – кожухотрубный теплообменник; 2 – конденсатоотводчик; 3 – байпасная линия; 4 – отопительный прибор; 5 – бак сбора конденсата; 6 – насос; 7 – пароподогреватель; 8 – расширительный бак

Схема *a* иллюстрирует обогрев кожухотрубного теплообменника 1 паром. Отвод конденсата из теплообменника осуществляется через конденсатоотводчик 2, назначение которого – пропускать через себя конденсат и не пропускать пролетный пар. Поскольку требуется периодическая чистка конденсатоотводчика, то для организации непрерывного процесса теплообмена предусмотрена байпасная линия 3, по которой в период чистки конденсатоотводчика отводится конденсат. На схеме *б* отвод конденсата из отопительных батарей 4 также осуществляется с помощью конденсатоотводчиков 2. В этой схеме возврат конденсата в котельную осуществляется с помощью насоса 6, стабильность работы которого поддерживает бак сбора конденсата 5. Схемы *a* и *б* на этом рисунке зависимые: в них пар из котельной непосредственно подается в теплоиспользующие устройства. В отличие от них схема *в* – независимая: в ней пар в пароводяном подогревателе нагревает воду, которая циркулирует через отопительные приборы 4. Образовавшийся в подогревателе 7 конденсат поступает в сборник 5 и далее насосом возвращается в котельную.

Содержание отчета:

- название и цель работы;
- кратко записать теоретические сведения;
- письменно ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. По каким признакам классифицируют системы теплоснабжения? Охарактеризуйте эти классы.
2. Изобразите различные варианты присоединения потребителя к закрытой двухтрубной водяной системе теплоснабжения и поясните их.
3. Какие вы знаете теплоносители? Охарактеризуйте их.
4. Назовите потребителей теплоты системы централизованного теплоснабжения.

Приложения

Приложение 1. Соотношения между единицами измерения давления [2]

Единица	Бар	Паскаль, Па (Н/м ²)	Физическая атмосфера, атм	Техническая атмосфера, ат (кг/см ²)	Миллиметры ртутного столба, мм рт. ст.	Миллиметры водного столба, мм вод. ст.
1 бар	1	10 ⁵	0,987	1,02	750	10200
1 Н/м ²	10 ⁻⁵	1	–	–	–	–
1 атм	1,013	101300	1	1,033	760	10330
1 ат	0,981	98100	0,968	1	735,6	10000
1 мм рт. ст.	0,00133	133	0,001316	0,00136	1	13,6
1 мм вод. ст. (1 кг/м ²)	9,81·10 ⁻⁵	9,81	9,68·10 ⁻⁵	10 ⁻⁴	0,0736	1

Приложение 2. Таблица водяного пара (насыщенного) [1]

Давление, ата	Температура насыщения, °С	Удельный объем воды, м ³ /кг	Удельный объем пара, м ³ /кг	Теплосодержание		Теплота парообразования, ккал/кг
				воды, ккал/кг	пара, ккал/кг	
0,02	17,2	0,001	68,2	17,2	605	588
0,04	28,6	0,001	35,5	28,6	610	581
0,08	41,2	0,001	18,4	41,1	615	574
0,15	53,6	0,001	10,2	53,5	620	567
0,30	69	0,001	5,3	68,6	627	558
0,60	85	0,001	2,8	85,4	633	548
1,0	99,1	0,001	1,7	99,1	638	539
2,0	120	0,001	0,90	120	646	526
4,0	143	0,001	0,47	144	653	510
6,0	158	0,001	0,32	159	658	498
10,0	179	0,001	0,20	181	663	482
15,0	198	0,001	0,13	201	667	466
20,0	211	0,001	0,10	216	668	453
30,0	233	0,0013	0,068	239	670	430
60,0	274	0,0014	0,038	288	665	377
90,0	302	0,0014	0,021	324	655	331
110,0	317	0,0015	0,016	344	647	303
150,0	341	0,0016	0,010	382	625	243
200,0	364	0,0020	0,0062	431	582	150
225,5	374,2	0,0031	0,0031	505	550	050

Приложение 3. Удельная теплоемкость веществ [14]

Вещество	Температура, °С	Теплоемкость С, ккал/кг·град
Алюминий	20 – 100	0,21 – 0,23
Асбест	0 – 100	0,20
Бензин	10	0,34
Бензол	50	0,43
Бетон	18	0,22

Вещество	Температура, °С	Теплоемкость С, ккал/кг·град
Вода	0 – 100	1,0
Глина	20	0,19
Дерево	0 – 100	0,57 – 065
Керосин	18 – 100	0,50
Кирпич	18	0,21
Мазут	0 – 80	0,50
Масло машинное	0 – 100	0,40
Медь	0 – 100	0,091
Песок	20 – 100	0,19
Олово	0	0,05
Ртуть	0 – 200	0,03
Свинец	0 – 500	0,03
Сталь	18	0,12
Стекло	18 – 100	0,16 – 0,80
Цинк	0 – 100	0,10
Чугун	0 – 100	0,13

Приложение 4. Температура кипения и теплота парообразования [16]

Вещество	Температура кипения, °С	Удельная теплота парообразования	
		ккал/кг	кДж/кг
Водород	– 252	107	448
Азот	– 196	48	199
Спирт (этиловый)	78	216	905
Вода	100	539	2260
Ртуть	357	70	282
Свинец	1740	204	855
Железо	3200	1460	6120

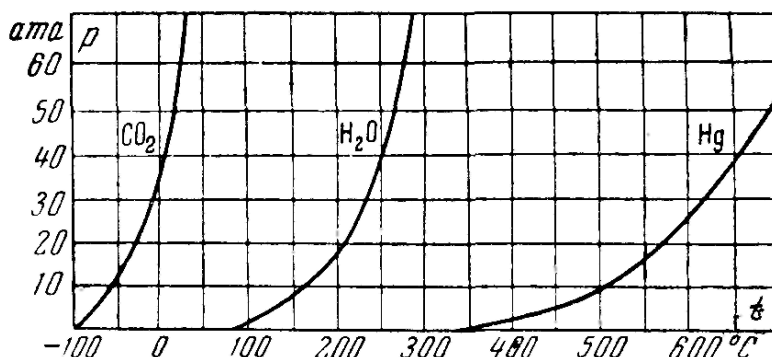
Приложение 5. Температура и удельная теплота плавления [16]

Вещество	Температура плавления, °С	Теплота плавления, ккал/кг
Алюминий	660	95
Вода	0	80
Водород	– 260	14
Вольфрам	3380	46
Глицерин	18	48
Железо	1535	66
Золото	1063	15
Кислород	– 218	–
Кремний	1420	40
Латунь	920	–
Медь	1083	48
Спирт	– 98	20
Никель	1453	70
Окись углерода	– 205	–
Олово	232	15
Парафин	54	–
Ртуть	– 39	3

Вещество	Температура плавления, °С	Теплота плавления, ккал/кг
Свинец	327	5
Серебро	961	25
Углерод	3650	–
Цинк	420	27

Приложение 6. Данные для определения давления

№ варианта	$t_{\text{кип}}^{\circ}\text{C}$	Вещество	№ варианта	$t_{\text{кип}}^{\circ}\text{C}$	Вещество
1	-90	CO ₂	16	210	H ₂ O
2	-80	CO ₂	17	230	H ₂ O
3	-70	CO ₂	18	250	H ₂ O
4	-50	CO ₂	19	270	H ₂ O
5	-30	CO ₂	20	280	H ₂ O
6	-10	CO ₂	21	370	Hg
7	0	CO ₂	22	390	Hg
8	10	CO ₂	23	410	Hg
9	20	CO ₂	24	430	Hg
10	30	CO ₂	25	450	Hg
11	110	H ₂ O	26	470	Hg
12	130	H ₂ O	27	490	Hg
13	150	H ₂ O	28	510	Hg
14	170	H ₂ O	29	530	Hg
15	190	H ₂ O	30	550	Hg



Кривые зависимости между давлением и температурой кипения

Приложение 7. Действующие энергоблоки АЭС России [1]

АЭС	Тип реактора	Мощность, МВт (э)
Балаковская	ВВЭР-1000	4 блока по 1000
Белоярская	БН-600	1 блок – 600
Билибинская	ЭГП-6	4 блока по 12
Волгодонская	ВВЭР-1000	1 блок – 1000
Калининская	ВВЭР-1000	2 блока по 1000
Кольская	ВВЭР-440	4 блока по 440
Курская	РБМК-1000	4 блока по 1000
Ленинградская	РБМК-1000	4 блока по 1000
Нововоронежская	ВВЭР-440 ВВЭР-1000	2 блока по 417 1 по – 1000
Смоленская	РБМК-1000	3 блока по 1000

Приложение 8. Основные технические показатели энергоблоков АЭС России [1]

Показатель	Тип реактора				
	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РМБК-1000	БН-600	ЭГП-6
Тепловая мощность, МВт	1375	3000	3200	1470	62
Электрическая мощность, МВт	440	1000	1000	600	12
Давление теплоносителя, МПа	12,3	15,7	6,9	–	6,2
Расход теплоносителя, т/ч	40800	84800	37500	25000	600
Температура теплоносителя, °С	268	289	284	550	265
Паропроизводительность, т/ч	2700	5880	5800	660	96
Давление пара перед турбиной, МПа	4,3	5,9	6,6	13,2	6,0
Обогащение топлива, %	3,6	4,3	2,0-2,4	17-33	3,0-3,6
Число ТВЭЛ в активной зоне	349	163	1550-1580	369	273

Приложение 9. Потери теплоты в окружающую среду в зависимости от паропроизводительности котельного агрегата

Паропроизводительность, т/ч	Величина потерь тепла в окружающую среду, %
20	1,83
30	1,67
40	1,30
50	1,10
60	0,95
70	0,80
80	0,70

Приложение 10. Характеристика некоторых зарубежных ГАЭС [1]

Наименование ГАЭС	Страна	Мощность, тыс. кВт	Число агрегатов, шт.×тыс. кВт	Напор, м
Корнуолл	США	2000	8×250	300
Ледингтон	США	1500	6×250	220
Загорская	Россия	1200	6×200	120
Мадди Ран	США	800	8×100	107
Токс Айленд	США	800	4×200	120
Синтоене	Япония	750	3×225	200
Адзуми	Япония	642	6×107	141
Смит-Маунт	США	580	4×110, 1×140	60
Кисениама	Япония	466	2×233	227
Краухен	Англия	400	4×100	400
Хохенверте	ФРГ	350	2×20, 8×40	319
Этуаль	Австрия	346	4×86,5	530
Ур-Вианден	Люксембург	320	4×80	280
Вальдекинес	Испания	240	3×80	75
Тирферд	Швейцария	240	3×80	574

Приложение 11. Гидропотенциал крупных рек мира и РФ [1]

Наименование реки	Площадь водосбора, тыс. км ²	Среднегодовой расход, м ³ /сек	Среднегодовой сток, млрд. м ³
Амазонка	7000	100000	3140
Конго	3670	43000	1350
Ганг	2000	38000	1200
Янцзы	1940	22000	693
Миссисипи	3275	19000	599
Ла-Плато	3000	19000	599
Енисей	2500	18600	585
Лена	2470	15500	489
Обь	2450	12830	403
Амур	1845	10800	341
Волга	1384	7960	251
Ангара	1053	4370	138
Кама	2009	3830	121

Библиографический список

1. **Абдурашитов Ш.Р.** Общая энергетика [Текст] / Ш.Р. Абдурашитов. – М.: ГОЛОС-ПРЕСС, 2008. – 312 с.
2. **Болгарский А.В.** Термодинамика и теплопередача [Текст] / А.В. Болгарский, Г.А. Мухачев, В.К. Щукин. – М.: Высшая школа, 1972. – 304 с.
3. **Быстрицкий Г.Ф.** Общая энергетика [Текст] / Г.Ф. Быстрицкий. – М.: Академия, 2005. – 208 с.
4. **Волков Э.П.** Энергетические установки электростанций [Текст] / Э.П. Волков. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 280 с.
5. **Германович В.** Альтернативные источники энергии. Практические конструкции по использованию энергии ветра, солнца, воды, земли, биомассы [Текст] / В. Германович, А. Турилин. – СПб.; Наука и техника, 2011. – 320 с.
6. **Гидроэнергетика:** учеб. для студентов ВУЗов [Текст] / В.И. Обрезков, Н.К. Малинин, Л.А. Кароль и др. – М.: Энергоиздат, 1981. – 608 с.
7. **Денисов-Винский Н.Д.** Методические указания к выполнению курсовой работы по курсу «Основы энергетики». IV курс [Текст] / Н.Д. Денисов-Винский. – М.: МИЭЭ, 2008. – 152 с.
8. **Карницкий В.Ю.** Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине «Общая энергетика» [Текст] / В.Ю. Карницкий, А.Я. Резник. – Тула: ТГУ, 2009.
9. **Кудинов В.А.** Техническая термодинамика [Текст] / В.А. Кудинов, Э.М. Карташов. – 3-е изд., испр. – М.: Высшая школа, 2003. – 261 с.
10. **Луканин В.Н.** Теплотехника: учеб. для ВУЗов [Текст] / В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др. – 2-е изд., – М.: Высшая школа, 2000. – 671 с.
11. **Рожкова Л.Д.** Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов [Текст] / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
12. **Рудобашта С.П.** Теплотехника [Текст] / С.П. Рудобашта. – М.: КолосС, 2010. – 599 с.

13. **Сазанов Б.В.** Тепловые электрические станции [Текст] / Б.В. Сазанов. – М.: Энергия, 1967. – 334 с.
14. **Смирнов А.Д.** Справочная книжка энергетика [Текст] / А.Д. Смирнов, К.М. Антипов. – М.: Энергия, 1984. – 316 с.
15. **Соколов Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети [Текст] / Е.Я. Соколов. – М.: Энергия, 1968. – 326 с.
16. **Справочник** необходимых знаний [Текст]. – М.: Рипол Классик, 2000. – 450 с.
17. **Стерман Л.С.** Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов [Текст] / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – 2-е изд., перераб. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 408 с.
18. **Таиров Э.А.** Практикум по технической термодинамике [Текст] / Э.А. Таиров, В.В. Нечаев. – Иркутск: ИрГСХА, 2007. – 109 с.
19. **Теплотехническое** оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий: учебник для техникумов [Текст] / Б.Н. Голубков, О.Л. Данилов, Л.В. Зосимовский и др.; под ред. Б.Н. Голубкова. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1979. – 544 с., ил.
20. **Черкасова Н.И.** Общая энергетика (курс лекций) [Текст] / Н.И. Черкасова. – Рубцовск: РУИ, 2003. – 163 с.
21. **<http://ru.teplowiki.org/>** [Электронный ресурс]

Составители
Подъячих Сергей Валерьевич
Шпак Оксана Николаевна

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Методические указания к лабораторным работам студентов
(очного и заочного обучения) обучающихся по направлению подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Лицензия на издательскую деятельность
ЛР №070444 от 11.03.1998 г.

Подписано в печать 18.06.2018 г.

Формат 60×86/16

Печ. л. 0,745

Тираж 50 экз.

Издательство Иркутского государственного
аграрного университета им. А.А. Ежевского
664038, Иркутская область, Иркутский район,
поселок Молодежный