

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

Б1.В.ДВ.12.01 ЭНЕРГОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Направление подготовки 35.03.06 Агроинженерия

Профиль образовательной программы «Электрооборудование и электротехнологии»

Форма обучения заочная

СОДЕРЖАНИЕ

1. Конспект лекций.....	3
1.1 Лекция № 1-2 Устройство и функционирование современной ТЭС	3
1.2 Лекция № 3-4 Устройство и функционирование современной ТЭЦ.....	19
2. Методические материалы по выполнению лабораторных работ	30
2.1 Лабораторная работа № ЛР-1 Основные определения термодинамики.....	30
2.2 Лабораторная работа № ЛР-2,3 Исследование работы тепловой электрической станции.....	36
2.3 Лабораторная работа № ЛР-4,5 Исследование работы тепловой электрической централи.....	52

1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

1. 1 Лекция № 1-2 (4 часа).

Тема: «Устройство и функционирование современной ТЭС»

1.1.1 Вопросы лекции:

1. Типы тепловых электростанций
2. Общее представление о тепловой электростанции
3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС
4. Главный корпус ТЭС
5. Знакомство с основным оборудованием ТЭС
6. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС

1.1.2 Краткое содержание вопросов:

1. Типы тепловых электростанций.

Тепловой электрической станцией называется комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и (в общем случае) тепловую энергию.

Тепловые электростанции характеризуются большим разнообразием и их можно классифицировать по различным признакам.

1. По назначению и виду отпускаемой энергии электростанции разделяются на районные и промышленные.

Районные электростанции — это самостоятельные электростанции общего пользования, которые обслуживают все виды потребителей района (промышленные предприятия, транспорт, население и т.д.). Районные конденсационные электростанции, вырабатывающие в основном электроэнергию, часто сохраняют за собой историческое название — *ГРЭС (государственные районные электростанции)*. Районные электростанции, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию (в виде пара или горячей воды), называются *теплоэлектроцентралями (ТЭЦ)*. Как правило, ГРЭС и районные ТЭЦ имеют мощность более 1 млн кВт.

Промышленные электростанции — это электростанции, обслуживающие тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс, например завод по производству химической продукции. Промышленные электростанции входят в состав тех промышленных предприятий, которые они обслуживают. Их мощность определяется потребностями промышленных предприятий в тепловой и электрической энергии и, как правило, она существенно меньше, чем районных ТЭС. Часто промышленные электростанции работают на общую электрическую сеть, но не подчиняются диспетчеру энергосистемы. Ниже рассматриваются только районные электростанции.

2. По виду используемого топлива тепловые электростанции разделяются на электростанции, работающие на органическом топливе и ядерном горючем.

За *конденсационными электростанциями*, работающими на органическом топливе, во времена, когда еще не было атомных электростанций (АЭС), исторически сложилось название тепловых (ТЭС — *тепловая электрическая станция*). Именно в таком смысле ниже будет употребляться этот термин, хотя и ТЭЦ, и АЭС, и газотурбинные электростанции (ГТЭС), и парогазовые электростанции (ПГЭС) также являются тепловыми электростанциями, работающими на принципе преобразования тепловой энергии в электрическую.

В качестве органического топлива для ТЭС используют газообразное, жидкое и твердое топливо. Большинство ТЭС России, особенно в европейской части, в качестве основного топлива потребляют природный газ, а в качестве резервного топлива — мазут,

используя последний ввиду его дороговизны только в крайних случаях; такие ТЭС называют *газوماзутными*. Во многих регионах, в основном в азиатской части России, основным топливом является энергетический уголь — низкокалорийный уголь или отходы высококалорийного каменного угля (антрацитовый штыб — АШ). Поскольку перед сжиганием такие угли размалываются в специальных мельницах до пылевидного состояния, то такие ТЭС называют *пылеугольными*.

3. По типу теплосиловых установок, используемых на ТЭС для преобразования тепловой энергии в механическую энергию вращения роторов турбоагрегатов, различают паротурбинные, газотурбинные и парогазовые электростанции.

Основой *паротурбинных электростанций* являются *паротурбинные установки* (ПТУ), которые для преобразования тепловой энергии в механическую используют самую сложную, самую мощную и чрезвычайно совершенную энергетическую машину — *паровую турбину*. ПТУ — основной элемент ТЭС, ТЭЦ и АЭС.

Газотурбинные тепловые электростанции (ГТЭС) оснащаются *газотурбинными установками* (ГТУ), работающими на газообразном или, в крайнем случае, жидком (дизельном) топливе. Поскольку температура газов за ГТУ достаточно высока, то их можно использовать для отпуска тепловой энергии внешнему потребителю. Такие электростанции называют ГТУ-ТЭЦ. В настоящее время в России функционирует одна ГТЭС (ГРЭС-3 им. Классона, г. Электрогорск Московской обл.) мощностью 600 МВт и одна ГТУ-ТЭЦ (в г. Электросталь Московской обл.).

Парогазовые тепловые электростанции комплектуются *парогазовыми установками* (ПГУ), представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность. ПГУ-ТЭС могут выполняться конденсационными (ПГУ-КЭС) и с отпуском тепловой энергии (ПГУ-ТЭЦ). В России имеется только одна работающая ПГУ-ТЭЦ (ПГУ-450Т) мощностью 450 МВт. На Невинномысской ГРЭС работает энергоблок ПГУ-170 мощностью 170 МВт, а на Южной ТЭЦ Санкт-Петербурга — энергоблок ПГУ-300 мощностью 300 МВт.

4. По технологической схеме паропроводов ТЭС делятся на блочные ТЭС и на ТЭС с поперечными связями.

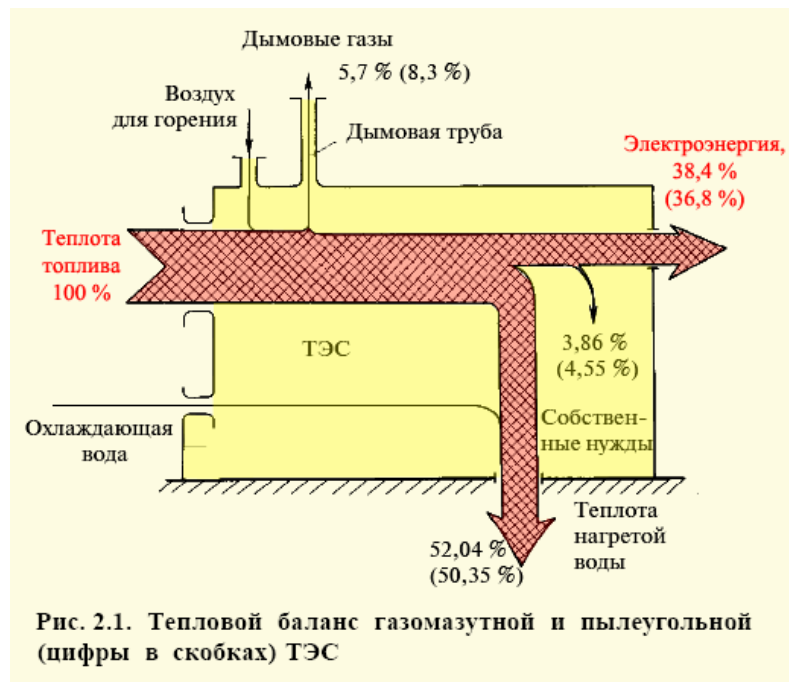
Блочные ТЭС состоят из отдельных, как правило, однотипных энергетических установок — энергоблоков. В энергоблоке каждый котел подает пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котел. По блочной схеме строят все мощные ГРЭС и ТЭЦ, которые имеют так называемый *промежуточный перегрев пара*. Работа котлов и турбин на ТЭС с поперечными связями обеспечивается по-другому: все котлы ТЭС подают пар в один общий паропровод (коллектор) и от него питаются все паровые турбины ТЭС. По такой схеме строятся КЭС без промежуточного перегрева и почти все ТЭЦ на докритические начальные параметры пара.

5. По уровню начального давления различают ТЭС *докритического давления* и *сверхкритического давления* (СКД).

Критическое давление — это 22,1 МПа (225,6 ат). В российской теплоэнергетике начальные параметры стандартизованы: ТЭС и ТЭЦ строятся на докритическое давление 8,8 и 12,8 МПа (90 и 130 ат), и на СКД — 23,5 МПа (240 ат). ТЭС на сверхкритические параметры по техническим причинам выполняются с промежуточным перегревом и по блочной схеме. Часто ТЭС или ТЭЦ строят в несколько этапов — очередями, параметры которых улучшаются с вводом каждой новой очереди.

2. Общее представление о тепловой электростанции.

Рассмотрим типичную конденсационную ТЭС, работающую на органическом топливе, пока практически не интересуясь процессами, происходящими в ее оборудовании. Схема этого предприятия показана на рис. 2.1.



Уже отмечалось, что ТЭС — это огромное промышленное предприятие по производству электроэнергии. Основным «сырьем» для работы ТЭС является органическое топливо, содержащее запас химической энергии, измеряемый *теплотой сгорания* $Q_{\text{сг}}$.

Топливо подается в котел и для его сжигания сюда же подается окислитель — воздух, содержащий кислород. Воздух берется из атмосферы. В зависимости от состава и теплоты сгорания для полного сжигания 1 кг топлива требуется 10—15 кг воздуха и, таким образом, воздух — это тоже природное «сырье» для производства электроэнергии, для доставки которого в зону горения необходимо иметь мощные высокопроизводительные нагнетатели. В результате химической реакции сгорания, при которой углерод С топлива превращается в оксиды CO_2 и CO , водород H_2 — в пары воды H_2O , сера S — в оксиды SO_2 и SO_3 и т.д., образуются *продукты сгорания топлива* — смесь различных газов высокой температуры. Именно *тепловая энергия продуктов сгорания топлива является источником электроэнергии, вырабатываемой ТЭС*.

Далее внутри котла осуществляется передача тепла от дымовых газов к воде, движущейся внутри труб. К сожалению, не всю тепловую энергию, высвободившуюся в результате сгорания топлива, по техническим и экономическим причинам удастся передать воде. Охлажденные до температуры 130—160 °С продукты сгорания топлива (дымовые газы) через дымовую трубу покидают ТЭС. *Часть теплоты, уносимой дымовыми газами, в зависимости от вида используемого топлива, режима работы и качества эксплуатации, составляет 5—15 %*.

Часть тепловой энергии, оставшаяся внутри котла и переданная воде, обеспечивает образование пара высоких начальных параметров. Этот пар направляется в *паровую турбину*. На выходе из турбины с помощью аппарата, который называется *конденсатором*, поддерживается глубокий вакуум: давление за паровой турбиной составляет 3—8 кПа (напомним, что атмосферное давление находится на уровне 100 кПа). Поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору, где давление мало, и расширяется. Именно *расширение пара и обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу*. Паровая турбина устроена так, что энергия расширения пара преобразуется в ней во вращение ее ротора. Ротор турбины связан с ротором электрогенератора, в обмотках статора которого генерируется электрическая энергия, представляющая собой конечный полезный продукт (товар) функционирования ТЭС.

Для работы конденсатора, который не только обеспечивает низкое давление за турбиной, но и заставляет пар конденсироваться (превращаться в воду), требуется большое количество холодной воды. Это — третий вид «сырья», поставляемый на ТЭС, и для функционирования ТЭС он не менее важен, чем топливо. Поэтому ТЭС строят либо вблизи имеющихся природных источников воды (река, море), либо строят искусственные источники (*пруд-охладитель*, воздушные башенные охладители и др.).

Основная потеря тепла на ТЭС возникает из-за передачи теплоты конденсации охлаждающей воде, которая затем отдает ее окружающей среде. С теплом охлаждающей воды теряется более 50 % тепла, поступающего на ТЭС с топливом. Кроме того, в результате происходит тепловое загрязнение окружающей среды.

Часть тепловой энергии топлива потребляется внутри ТЭС либо в виде тепла (например, на разогрев мазута, поступающего на ТЭЦ в густом виде в железнодорожных цистернах), либо в виде электроэнергии (например, на привод электродвигателей насосов различного назначения). Эту часть потерь называют *собственными нуждами*.

Отношение количества энергии, отпущенной ТЭС за некоторый промежуток времени, к затраченной за это время теплоте, содержащейся в сожженном топливе, называется *коэффициентом полезного действия нетто ТЭС по выработке электроэнергии*. Для ТЭС, он составляет 38,4 %.

Понятие КПД нетто ТЭС обычно используется как универсальная оценка для сравнения ТЭС в различных странах, при научном анализе и в некоторых других случаях. В повседневной практике на ТЭС используют другой показатель — *удельный расход условного топлива* b_y , измеряемый в г/(кВт·ч). Напомним (см. лекцию 1), что *условное топливо* — это топливо, имеющее теплоту сгорания $Q_{сг} = 7000$ ккал/кг = 29,33 МДж/кг. Если, например, на ТЭС сожгли 100 т угля с теплотой сгорания $Q_{сг} = 3500$ ккал/кг, т.е. использовали $B_y = 50$ т у.т., и при этом отпущено в сеть $\mathcal{E} = 160\,000$ кВт·ч электроэнергии, то удельный расход условного топлива составит

$$b_y = 50 \cdot 10^6 / 160\,000 = 312,5$$

Между КПД ТЭС нетто и удельным расходом условного топлива существует элементарная связь:

$$b_y = 123 / \eta_{ТЭС}; \eta_{ТЭС} = 123 / b_y$$

Полезно и легко запомнить, что удельному расходу $b_y = 333$ г/(кВт·ч) соответствует КПД нетто $\eta_{ТЭС} \approx 37$ %. Примерно такой уровень имеет типичная ТЭС России.

Рассмотрим несколько примеров.

В 1999 г. ТЭС АО-энерго России выработали 517,53 млрд кВт·ч электроэнергии при среднем расходе удельного условного топлива $b_y = 341,7$ г/(кВт·ч). Следовательно, для этого пришлось сжечь

$$B_T = 341,7 \cdot 10^{-6} \cdot 517,53 \cdot 10^6 \text{ т} = 176,8 \text{ млн т у.т.}$$

Экономия условного топлива всего в 1 г/(кВт·ч) в масштабах России дает экономию условного топлива

$$\Delta B_T = (1/341,7) \cdot 176,8 = 0,52 \text{ млн т}$$

т.е. примерно полмиллиона тонн.

Повышение КПД нетто ТЭС на 1 % означает уменьшение удельного расхода условного топлива на $\Delta b_y = 0,01 \cdot 341,7 \approx 3,4$ г/(кВт·ч), что дает экономию условного топлива в масштабах России $\Delta B_T = 0,52 \cdot 3,4 \approx 1,8$ млн т у.т.

На пылеугольной Рефтинской ГРЭС общей мощностью 3800 МВт удельный расход условного топлива $b_y = 336,5$ г/(кВт·ч). Если энергоблоки ГРЭС работают с полной нагрузкой, то суточный расход условного топлива составит

$$B_T = 336,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3800 \cdot 10^3 \cdot 24 \approx 30\,700 \text{ т}$$

Если в данном случае для простоты считать, что теплота сгорания используемого и условного топлива совпадает, а уголь перевозится в вагонах емкостью 60 т, то для перевозки потребуется $20\,700/60 \approx 311$ вагонов, т.е. примерно 10 железнодорожных составов. Иными словами, ГРЭС должна принимать и соответственно сжигать каждый час по одному составу.

Тепловая электростанция пропускает через себя огромное количество воды. Можно считать, что для отпуска 1 кВт·ч электроэнергии требуется примерно 0,12 м³ охлаждающей воды, которая поступает к конденсатору с температурой, примерно равной температуре окружающей среды. В конденсаторе она нагреется на 8—10 °С и покинет его.

Например, всего один энергоблок мощностью 300 МВт за 1 с использует 10 м³ охлаждающей воды. Для его работы требуется расход воды, примерно равный среднегодовому расходу Москва-реки в черте города. Для работы насосов, обслуживающих этот энергоблок, требуется электродвигатель мощностью 2,5 МВт.

Огромно и количество используемого воздуха. Для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется примерно 5 м³ воздуха.

Например Рефтинская ГРЭС, работающая на полную мощность 3800 МВт каждую 1 с использует

$$V = 5 \cdot 3600 \cdot 3.8 \cdot 10^6 = 5300 \text{ м}^3/\text{с}$$

чистого воздуха с содержанием кислорода 21 % (по массе) и выбрасывает в атмосферу дымовые газы, практически не содержащие кислорода, но отравленные диоксидом углерода, оксидами азота и другими вредными соединениями.

Для нормальной работы ТЭС, кроме «сырья» (топливо, охлаждающая вода, воздух) требуется масса других материалов: масло для работы систем смазки, регулирования и защиты турбин, реагенты (смолы) для очистки рабочего тела, многочисленные ремонтные материалы.

Наконец, мощные ТЭС обслуживаются большим количеством персонала, который обеспечивает текущую эксплуатацию, техническое обслуживание оборудования, анализ технико-экономических показателей, снабжение, управление и т.д. Ориентировочно можно считать, что на 1 МВт установленной мощности требуется 1 персона и, следовательно, персонал мощной ТЭС составляет несколько тысяч человек.

3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС.

Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных элемента:

- *энергетический котел*, или просто котел, в который подводится питательная вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух для горения. В топке котла идет процесс горения — химическая энергия топлива превращается в тепловую и лучистую энергию. *Питательная вода* протекает по трубной системе, расположенной внутри котла. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, которая передается питательной воде. Последняя 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 подается в паровую турбину;

- *турбоагрегат*, состоящий из *паровой турбины*, *электрогенератора* и *возбудителя*. Паровая турбина, в которой пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше 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;

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

- *питательный насос* для подачи питательной воды в котел и создания высокого давления перед турбиной.

Таким образом, в ПТУ над рабочим телом совершается непрерывный цикл преобразования химической энергии сжигаемого топлива в электрическую энергию.

Кроме перечисленных элементов, реальная ПТУ дополнительно содержит большое число насосов, теплообменников и других аппаратов, необходимых для повышения ее эффективности.

Рассмотрим технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС, работающей на газе (рис. 2.2).



Основными элементами рассматриваемой электростанции являются *котельная установка*, производящая пар высоких параметров; турбинная или *паротурбинная установка*, преобразующая теплоту пара в механическую энергию вращения ротора *турбоагрегата*, и электрические устройства (*электрогенератор*, *трансформатор* и т.д.), обеспечивающие выработку электроэнергии.

Основным элементом котельной установки является *котел*. Газ для работы котла подается от газораспределительной станции, подключенной к магистральному газопроводу (на рисунке не показан), к газораспределительному пункту (ГРП) 1. Здесь его давление снижается до нескольких атмосфер и он подается к горелкам 2, расположенным в поде котла (такие горелки называются подовыми).

Собственно *котел* представляет собой (вариант) П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Левая ее часть называется *топкой*. Внутренняя часть топки свободна, и в ней происходит горение топлива, в данном случае газа. Для этого к горелкам специальным дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в *воздухоподогревателе* 25. Теплоаккумулирующая набивка которого на первой половине оборота обогревается уходящими дымовыми газами, а на второй половине оборота она нагревает поступающий из атмосферы воздух. Для повышения температуры воздуха используется рециркуляция: часть дымовых газов, уходящих из котла, специальным вентилятором рециркуляции 29 подается к основному воздуху и смешивается с ним. Горячий воздух смешивается с газом и через горелки котла подается в

его *топку* — камеру, в которой происходит горение топлива. При горении образуется *факел*, представляющий собой мощный источник лучистой энергии. Таким образом, при горении топлива его химическая энергия превращается в тепловую и лучистую энергию факела.

Стены топки облицованы *экранами 19* — трубами, к которым подается питательная вода из экономайзера 24. На схеме изображен так называемый *прямоточный котел*, в экранах которого *питательная вода*, проходя трубную систему котла только 1 раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар. Широкое распространение получили *барабанные котлы*, в экранах которых осуществляется многократная циркуляция питательной воды, а отделение пара от котловой воды происходит в *барабане*.

Пространство за топкой котла достаточно густо заполнено трубами, внутри которых движется пар или вода. Снаружи эти трубы омываются горячими дымовыми газами, постепенно остывающими при движении к дымовой трубе 26.

Сухой насыщенный пар поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного 22 элементов. В основном пароперегревателе повышается его температура и, следовательно, потенциальная энергия. Полученный на выходе из конвективного пароперегревателя пар высоких параметров покидает котел и поступает по паропроводу к паровой турбине.

Мощная *паровая турбина* обычно состоит из нескольких как бы отдельных турбин — *цилиндров*.

К первому цилиндру — *цилиндру высокого давления (ЦВД) 17* пар подводится прямо из котла, и поэтому он имеет высокие параметры (для турбин СКД — 23,5 МПа, 540 °С, т.е. 240 ат/540 °С). На выходе из ЦВД давление пара составляет 3—3,5 МПа (30—35 ат), а температура — 300—340 °С. Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше от этих параметров до давления в конденсаторе, то он стал бы настолько влажным, что длительная работа турбины была бы невозможной из-за эрозионного износа его деталей в последнем цилиндре. Поэтому из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котел в так называемый *промежуточный пароперегреватель 23*. В нем пар попадает снова под воздействие горячих газов котла, его температура повышается до исходной (540 °С). Полученный пар направляется в *цилиндр среднего давления (ЦСД) 16*. После расширения в ЦСД до давления 0,2—0,3 МПа (2—3 ат) пар поступает в один или несколько одинаковых *цилиндров низкого давления (ЦНД) 15*.

Таким образом, *расширяясь в турбине, пар вращает ее ротор*, соединенный с ротором *электрического генератора 14*, в статорных обмотках которого образуется электрический ток. *Трансформатор* повышает его напряжение для уменьшения потерь в линиях электропередачи, передает часть выработанной энергии на питание собственных нужд ТЭС, а остальную электроэнергию отпускает в энергосистему.

И котел, и турбина могут работать только при очень высоком качестве *питательной воды* и пара, допускающем лишь ничтожные примеси других веществ. Кроме того, расходы пара огромны (например, в энергоблоке 1200 МВт за 1 с испаряется, проходит через турбину и конденсируется более 1 т воды). Поэтому нормальная работа энергоблока возможна только при создании замкнутого цикла циркуляции рабочего тела высокой чистоты.

Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в *конденсатор 12* — теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает *охлаждающая вода*, подаваемая *циркуляционным насосом 9* из реки, водохранилища или специального охлаждающего устройства (градирни). *Градирня* — это железобетонная пустотелая вытяжная башня (рис. 2.3 и 2.4) высотой до 150 м и выходным диаметром 40—70 м, которая создает самотягу для воздуха, поступающего снизу через воздухо-направляющие щиты.

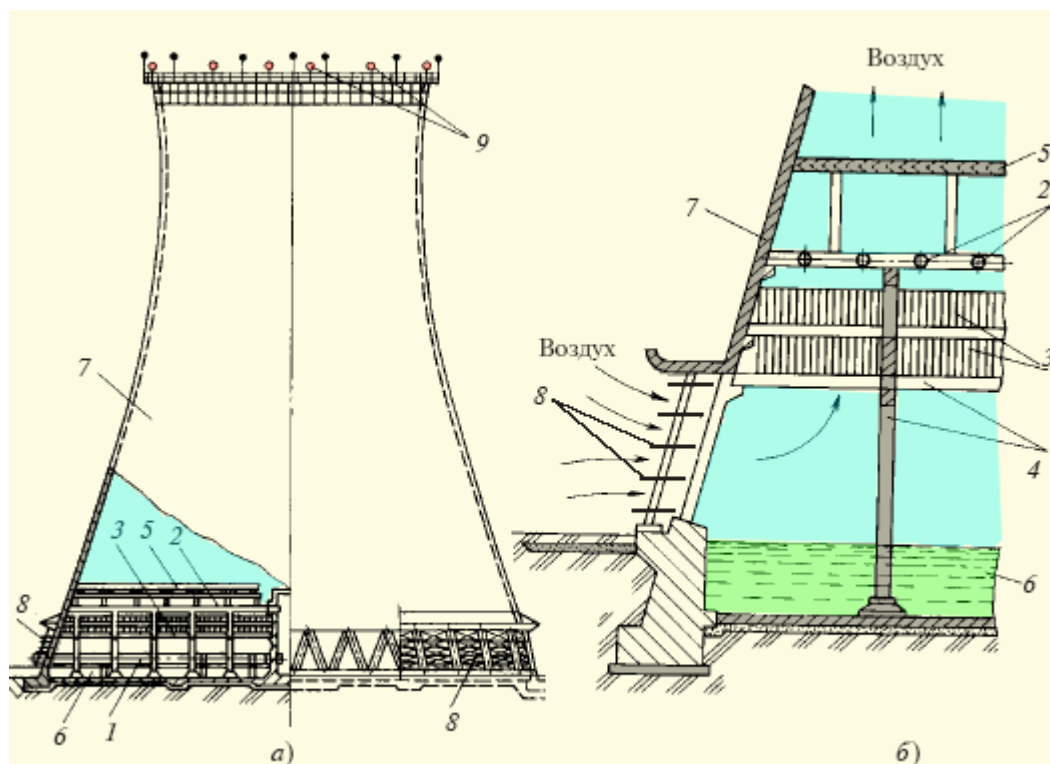


Рис. 2.3. Устройство градирни с естественной тягой



Рис. 2.4. Внешний вид башенной градирни

Внутри градирни на высоте 10—20 м устанавливают оросительное (разбрызгивающее устройство). Воздух, движущийся вверх, заставляет часть капель (примерно 1,5—2 %) испаряться, за счет чего охлаждается вода, поступающая из конденсатора и нагретая в нем. Охлажденная вода собирается внизу в бассейне, перетекает в аванкамеру и оттуда циркуляционным насосом она подается в конденсатор. Наряду с оборотной, используют *прямоточное водоснабжение*, при котором охлаждающая вода поступает в конденсатор из реки и сбрасывается в нее ниже по течению. Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат *конденсатным насосом* подается через группу *регенеративных подогревателей низкого давления* (ПНД) в *деаэратор*. В ПНД температура конденсата повышается за счет теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции. В деаэраторе происходит *деаэрация* — удаление из конденсата растворенных в нем газов, нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость для питательной воды котла.

Из деаэратора питательная вода *питательным насосом*, приводимым в действие электродвигателем или специальной паровой турбиной, подается в группу *подогревателей высокого давления* (ПВД).

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД — это основной и очень выгодный способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определенную мощность, а поступив в регенеративный подогреватель, передал свое тепло конденсации питательной воде (а не охлаждающей!), повысив ее температуру и тем самым сэкономяв расход топлива в котле. Температура питательной воды котла за ПВД, т.е. перед поступлением в котел, составляет в зависимости от начальных параметров 240—280 °С. Таким образом замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свою основную теплоту питательной воде, поступают на трубы *экономайзера* и в воздухоподогреватель, в которых они охлаждаются до температуры 140—160 °С и направляются с помощью дымососа к дымовой трубе. Дымовая труба создает разрежение в топке и газоходах котла; кроме того, она рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская их высокой концентрации в нижних слоях.

Если на ТЭС используется твердое топливо, то она снабжается топливоподачей и пылеприготовительной установкой. Прибывающий на ТЭС в специальных вагонах уголь разгружается, дробится до размера кусков 20—25 мм и ленточным транспортером подается в бункер, вмещающий запас угля на несколько часов работы. Из бункера уголь поступает в специальные мельницы, в которых он размалывается до пылевидного состояния. В мельницу непрерывно специальным дутьевым вентилятором подается воздух, нагретый в воздухоподогревателе. Горячий воздух смешивается с угольной пылью и через горелки котла подается в его топку в зону горения.

Пылеугольная ТЭС снабжается специальными электрофильтрами, в которых происходит улавливание сухой летучей зола, образующаяся при горении топлива и не унесенная потоком газов, удаляется из донной части топки и транспортируется на золоотвалы.

В скобках на рис. 2.1 приведены показатели, осредненные за годовой период работы пылеугольной ТЭС, состоящей из шести энергоблоков мощностью 300 МВт и четырех энергоблоков мощностью 500 МВт. Видно, что показатели пылеугольной ТЭС существенно хуже (в нашем случае абсолютный КПД пылеугольной ТЭС на 1,6 % ниже газомазутной) вследствие худшей работы котла и больших расходов топлива на собственные нужды, которые перекрыли даже экономию от более глубокого вакуума в конденсаторе.

Схематическое изображение оборудования и связей между ним, представленное на рис. 2.2, достаточно наглядно. Но представление всех связей даже для схемы, показанной на рис. 2.2, вызывает немалые трудности. Поэтому, для изображения оборудования электростанции во всей его взаимосвязи по пару, конденсату, питательной воде используют *тепловые схемы* — графическое изображение отдельных элементов и трубопроводов с помощью условных обозначений. Привыкнув к условным обозначениям, легко прочесть даже самую сложную тепловую схему. Пример тепловой схемы рассмотренной ТЭС приведен на рис. 2.5. При этом для более легкой идентификации мы сохранили одинаковые номера для одинакового оборудования.

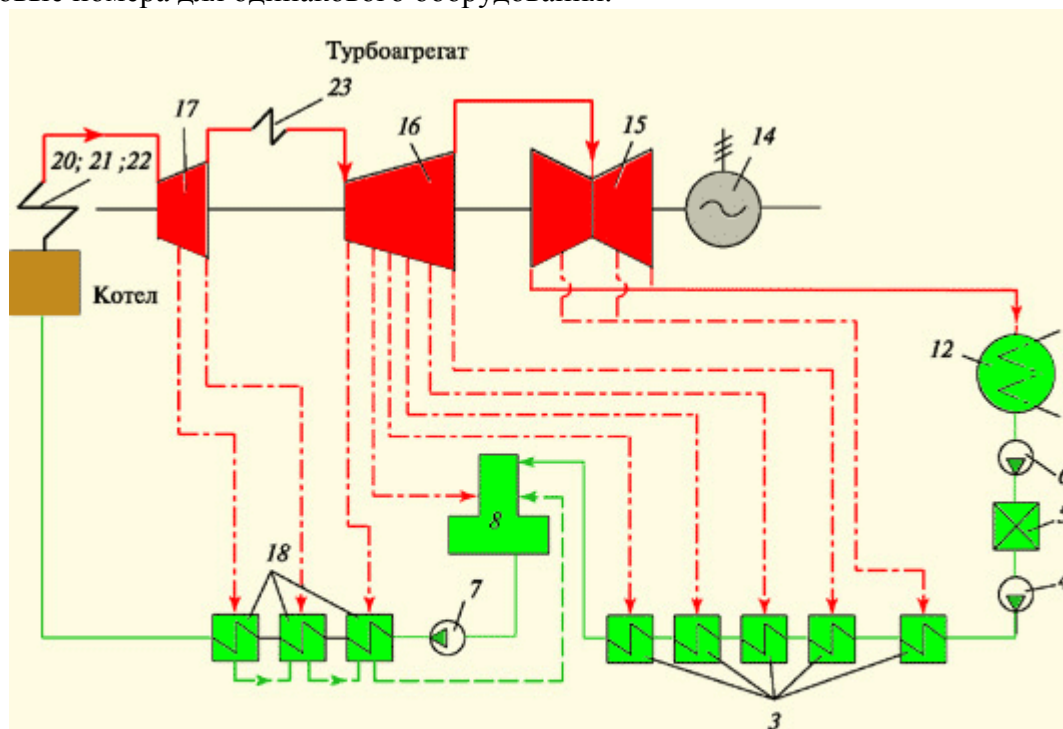


Рис. 2.5. Тепловая схема паротурбинной установки ТЭС, приведенной на рис. 2.2

4. Главный корпус ТЭС.

Основным строительным сооружением ТЭС является главный корпус, поперечный разрез по которому показан на рис. 2.6. Он состоит из трех отделений: турбинного, деаэрационного и котельного.

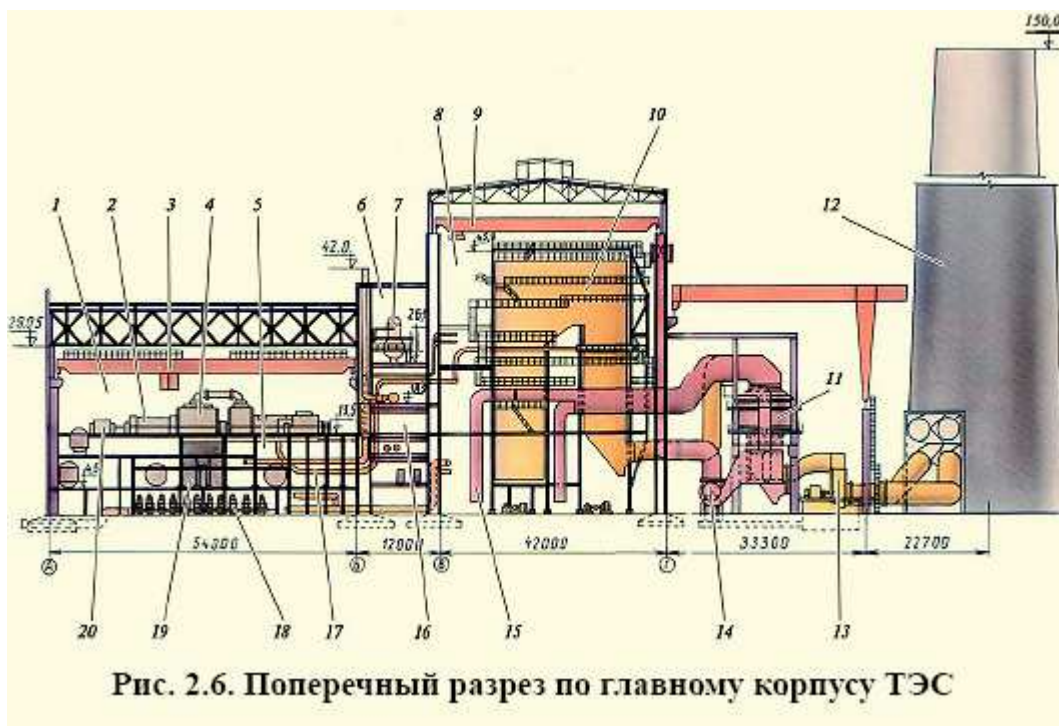


Рис. 2.6. Поперечный разрез по главному корпусу ТЭС

Турбинное отделение включает в себя рамный *фундамент* — железобетонное сооружение, состоящее из нижней фундаментной плиты, установленной на грунт, вертикальных колонн и верхней фундаментной плиты, опирающейся на колонны. На верхнюю фундаментную плиту, расположенную в данном случае на высотной отметке 13,5 м, устанавливают цугом *паровую турбину*, *электрогенератор* и *возбудитель* (эту совокупность называют *турбоагрегатом*).

Помещение, в котором располагается турбина, называется *машинным залом* (машзалом). Общий вид машзала типичной ТЭС показан на рис. 2.7. Турбоагрегаты, закрытые металлическими кожухами, размещаются поперек машзала, между ними имеются свободные пространства на всю высоту здания от нулевой отметки до кровли для установки оборудования, имеющего большую высоту (например, ПВД). Справа и слева от турбоагрегатов в машзале имеются свободные проходы.



Рис. 2.7. Машинный зал ТЭС

Под полом машзала находится *конденсационное помещение*, поскольку в нем на нулевой высотной отметке располагается *конденсатор*, присоединенный своим входным патрубком к выходному патрубку турбины. Как правило, на нулевой отметке или ниже ее размещают также *конденсатные насосы*, *насосы маслоснабжения* и некоторое другое оборудование. Конденсационное помещение содержит также многочисленные этажерки, на которые устанавливают *питательный насос* с его приводом (электродвигатель или небольшая паровая турбина), *сетевые подогреватели* (для ТЭЦ), вспомогательные устройства для пуска и остановки различного оборудования ТЭС.

Котельное отделение находится в правой части главного корпуса. Здесь размещаются котлы. За стеной котельного отделения на открытом воздухе располагаются *воздухоподогреватели*, *дымососы* и *дымовая труба* (обычно общая для нескольких энергоблоков).

Между турбинным и котельным отделением размещают *деаэрационное отделение*. На деаэрационной этажерке в данном случае высотной отметке 26,1 м размещают *деаэраторы*. Конденсат, подвергаемый деаэрации, и пар для его нагрева деаэраторы получают из турбинного отделения. Из деаэраторов питательная вода поступает к питательному насосу и затем в ПВД (а из них — в котлы). В деаэрационном помещении на высотной отметке машзала располагают щиты управления котлами и турбинами со всеми необходимыми приборами и автоматикой. Здесь находятся операторы, управляющие работой ТЭС.

5. Знакомство с основным оборудованием ТЭС

Паровая турбина — самая значимая и самая дорогая часть ТЭС. Неотъемлемой частью конденсационной турбины является конденсатор.

Общий вид турбины ЛМЗ мощностью 800 МВт, установленной в машинном зале Угледорской ГРЭС (Украина), показан на рис. 2.8.



Рис. 2.8. Общий вид турбины мощностью 800 МВт, установленной в машзале ТЭС

На переднем плане виден *возбудитель*, за ним — *электрогенератор*, а на заднем плане — *паровая турбина*, закрытая металлическим кожухом. Кожух необходим, прежде всего, для обеспечения постоянного температурного режима изоляции турбины, исключающего ее коробление под действием сквозняков в машинном зале. Кроме того, кожух экранирует машинный зал от шума и обеспечивает необходимый дизайн. Кожух имеет двери, через которые обслуживающий персонал имеет доступ внутрь для периодического осмотра и обслуживания турбины.

Каждая турбина в обязательном порядке после изготовления проходит контрольную сборку и опробование на холостых оборотах, разбирается, консервируется, упаковывается и отправляется для монтажа на ТЭС. Турбина выполняется многоцилиндровой (в данном случае трехцилиндровой).

На переднем плане виден ЦВД 4, в который по паропроводам 3 подводится пар высокого давления из котла. Пройдя ЦВД, пар возвращается в котел для *промежуточного*

перегрева. Это позволяет уменьшить влажность пара в конце процесса расширения в турбине и уменьшить *эрозию рабочих лопаток* каплями влаги; одновременно промежуточный перегрев позволяет на несколько процентов уменьшить удельный расход топлива.

После промежуточного перегрева пар по четырем паропроводам поступает в ЦСД. Пройдя ЦСД, пар с помощью двух выходных труб подается в две длинные *ресиверные трубы*, из которых пар направляется в ЦНД. Под ЦНД расположены конденсаторы, принимающие этот пар.

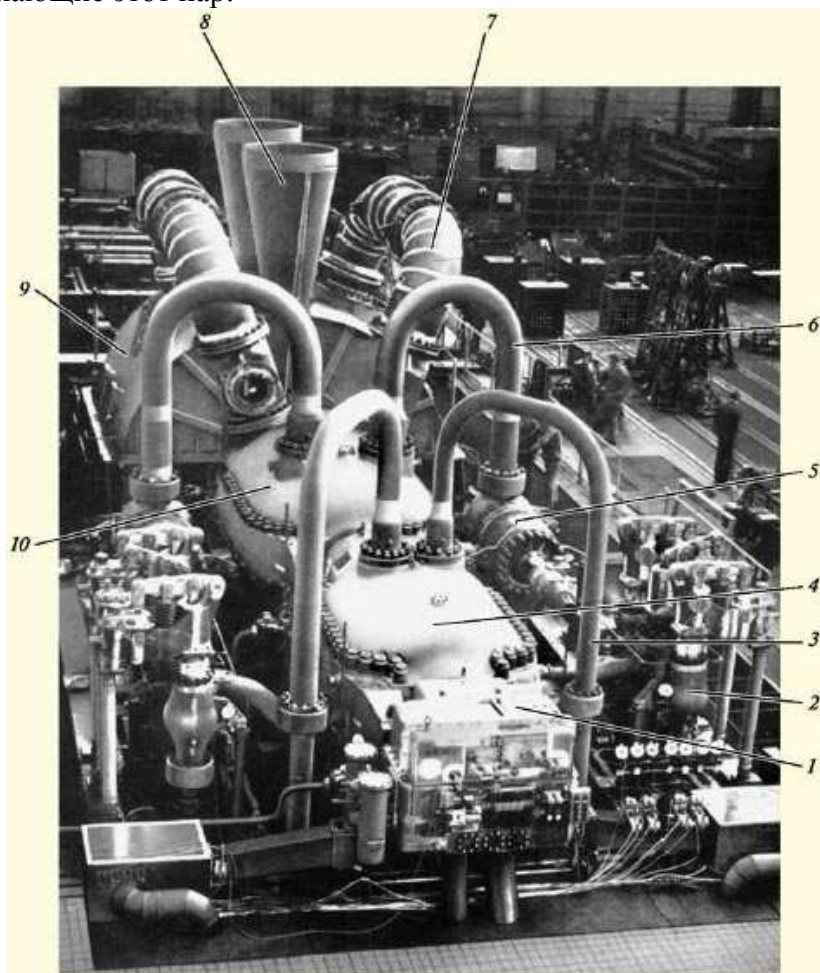


Рис. 2.9. Трехцилиндровая турбина на сборочном стенде турбинного завода

На рис. 2.9 показан общий вид двухходового конденсатора мощной паровой турбины. Он состоит из стального сварного корпуса, по краям которого закреплены трубные доски (видна только передняя трубная доска) с отверстиями, в которых закрепляются *конденсаторные трубки*, совокупность которых образует *трубный пучок*. Для того чтобы трубки (а их длина может составлять 10—12 м при диаметре 20—24 мм) не провисали и не вибрировали, параллельно основным трубным доскам устанавливают промежуточные перегородки с точно таким же рисунком отверстий, как и в основных трубных досках. Через одну из трубных досок вводят трубку, протаскивают ее через отверстия всех промежуточных перегородок и вводят в соответствующее отверстие во второй трубной доске. Затем трубка полностью закрепляется в основных (крайних) трубных досках вальцовкой или сваркой.

На переднем плане виден ЦВД 4, в который по паропроводам 3 подводится пар высокого давления из котла. Пройдя ЦВД, пар возвращается в котел для *промежуточного перегрева*. Это позволяет уменьшить влажность пара в конце процесса расширения в турбине и уменьшить *эрозию рабочих лопаток* каплями влаги; одновременно

промежуточный перегрев позволяет на несколько процентов уменьшить удельный расход топлива.

После промежуточного перегрева пар по четырем паропроводам 6 (на рис. 2.9 видны только два паропровода, подводящие пар в верхнюю половину цилиндра) поступает в ЦСД 3. Пройдя ЦСД, пар с помощью двух выходных труб подается в две длинные *ресиверные трубы* 7, из которых пар направляется в ЦНД 9. Под ЦНД расположены конденсаторы, принимающие этот пар.

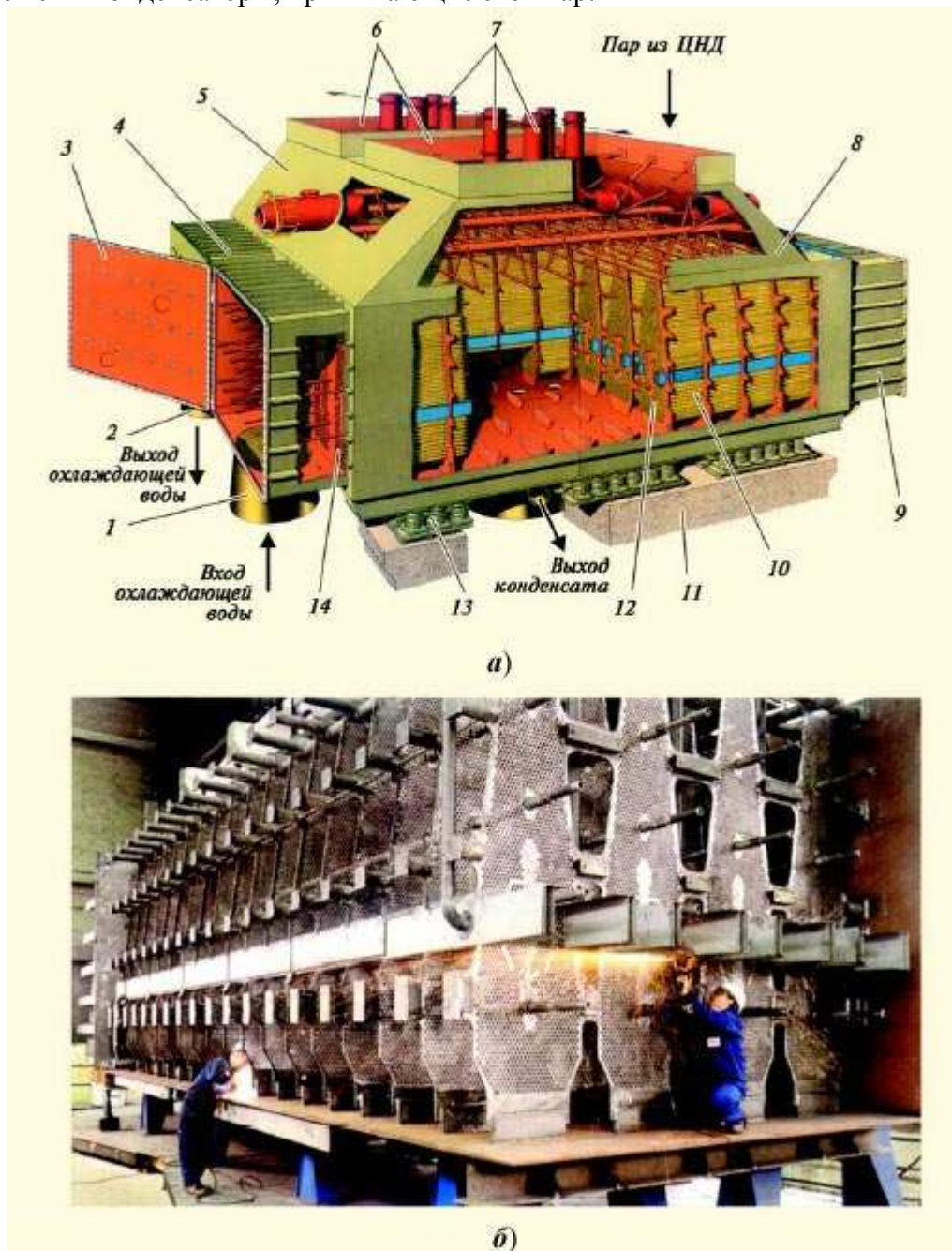


Рис. 2.10. Конденсатор мощной паровой турбины фирмы Siemens

На рис. 2.10, а показан общий вид двухходового конденсатора мощной паровой турбины. Он состоит из стального сварного корпуса 8, по краям которого закреплены трубные доски (видна только передняя трубная доска 14) с отверстиями, в которых закрепляются *конденсаторные трубы*, совокупность которых образует *трубный пучок*. Для того чтобы трубы (а их длина может составлять 10—12 м при диаметре 20—24 мм) не провисали и не вибрировали, параллельно основным трубным доскам устанавливают промежуточные перегородки 12 с точно таким же рисунком отверстий, как и в основных

трубных досках 14. Установленные промежуточные трубные доски хорошо видны на рис. 2.10, б. Через одну из трубных досок вводят трубку, протаскивают ее через отверстия всех промежуточных перегородок и вводят в соответствующее отверстие во второй трубной доске. Затем трубка полностью закрепляется в основных (крайних) трубных досках вальцовкой или сваркой.

Совокупная внешняя поверхность всех трубок представляет собой поверхность конденсации пара, поступающего сверху из ЦНД. Конденсат собирается на дне конденсатора и постоянно откачивается из него *конденсатными насосами*.

Для подвода и отвода *охлаждающей воды* служит передняя водяная камера 4, разделенная вертикальной перегородкой. Вода подается снизу в правую часть камеры 4 и через отверстия в трубной доске попадает внутрь охлаждающих трубок и движется внутри них до задней (поворотной) камеры 9. Собравшись в ней, вода проходит через вторую часть трубок и поступает во вторую половину передней водяной камеры, откуда направляется в градирню, реку или пруд-охладитель. Пар поступает в конденсатор сверху, встречается с холодной поверхностью трубок и конденсируется на ней. Поскольку конденсация идет при низкой температуре, которой соответствует низкое давление конденсации, то в конденсаторе образуется глубокое разрежение (3—5 кПа), что в 25—30 раз меньше атмосферного давления). Конденсатор турбины имеет огромные размеры.

6. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС.

Для оценки перспектив ТЭС, прежде всего, необходимо осознать их преимущества и недостатки в сравнении с другими источниками электроэнергии.

К числу преимуществ следует отнести следующие:

1. В отличие от ГЭС, *тепловые электростанции можно размещать относительно свободно* с учетом используемого топлива. Газомазутные ТЭС могут быть построены в любом месте, так как транспорт газа и мазута относительно дешев (по сравнению с углем). Пылеугольные ТЭС желательно размещать вблизи источников добычи угля. К настоящему времени «угольная» теплоэнергетика сложилась и имеет выраженный региональный характер.

2. *Удельная стоимость* установленной мощности (стоимость 1 кВт установленной мощности) и *срок строительства ТЭС значительно меньше, чем АЭС и ГЭС*.

3. *Производство электроэнергии на ТЭС, в отличие от ГЭС, не зависит от сезона* и определяется только доставкой топлива.

4. Площади отчуждения хозяйственных земель для ТЭС существенно меньше, чем для АЭС, и, конечно, не идут ни в какое сравнение с ГЭС, влияние которых на экологию может иметь далеко не региональный характер. Примерами могут служить каскады ГЭС на р. Волге и Днестре.

5. *На ТЭС можно сжигать практически любое топливо*, в том числе самые низкосортные угли, забалластированные золой, водой, породой.

6. В отличие от АЭС, *нет никаких проблем с утилизацией ТЭС по завершении срока службы*. Как правило, инфраструктура ТЭС существенно «переживает» основное оборудование (котлы и турбины), установленное на ней, здания, машзал, системы водоснабжения и топливоснабжения и т.д., которые составляют основную часть фондов, еще долго служат. Большинство ТЭС, построенных более 80 лет по плану ГОЭЛРО, до сих пор работают, и будут работать дальше после установки на них новых, более совершенных турбин и котлов.

Наряду с этими достоинствами, ТЭС имеет и ряд недостатков.

1. ТЭС — самые экологически «грязные» источники электроэнергии, особенно те, которые работают на высокотемпературных сернистых топливах. Правда, сказать, что АЭС, не имеющие постоянных выбросов в атмосферу, но создающие постоянную угрозу радиоактивного загрязнения и имеющие проблемы хранения и переработки

отработавшего ядерного топлива, а также утилизации самой АЭС после окончания срока службы, или ГЭС, затопляющие огромные площади хозяйственных земель и изменяющие региональный климат, являются экологически более «чистыми» можно лишь со значительной долей условности.

2. Традиционные ТЭС имеют сравнительно низкую экономичность (лучшую, чем у АЭС, но значительно худшую, чем у ПГУ).

3. В отличие от ГЭС, ТЭС с трудом участвуют в покрытии переменной части суточного графика электрической нагрузки.

4. ТЭС существенно зависят от поставки топлива, часто привозного.

Несмотря на все эти недостатки, *ТЭС являются основными производителями электроэнергии в большинстве стран мира* и останутся таковыми, по крайней мере на ближайшие 50 лет.

Перспективы строительства мощных конденсационных ТЭС тесно связаны с видом используемых органических топлив. Несмотря на большие преимущества жидких топлив (нефти, мазута) как энергоносителей (высокая калорийность, легкость транспортировки) их использование на ТЭС будет все более и более сокращаться не только в связи с ограниченностью запасов, но и в связи с их большой ценностью как сырья для нефтехимической промышленности. Для России немалое значение имеет и экспортная ценность жидких топлив нефти. Поэтому жидкое топливо (мазут) на ТЭС будет использоваться либо как резервное топливо на газомазутных ТЭС, либо как вспомогательное топливо на пылеугольных ТЭС, обеспечивающее устойчивое горение угольной пыли в котле при некоторых режимах.

Использование природного газа на конденсационных паротурбинных ТЭС неэкономично: для этого следует использовать парогазовые установки утилизационного типа, основой которых являются высокотемпературные ГТУ.

Таким образом, далекая перспектива использования классических паротурбинных ТЭС и в России, и за рубежом, прежде всего, связана с использованием углей, особенно низкосортных. Это, конечно, не означает прекращения эксплуатации газомазутных ТЭС, которые будут постепенно заменяться ПГУ.

1. 2 Лекция № 3-4 (4 часа).

Тема: «Устройство и функционирование современной ТЭЦ»

1.2.1 Вопросы лекции:

1. Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов
2. Понятие о теплофикации
3. Представление о тепловых сетях крупных городов
4. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки
5. Распределение экономии топлива от теплофикации на выработанные электроэнергию и тепло. Показатели качества работы ТЭЦ
6. Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды
7. Схема водоподогревательной установки ТЭЦ

1.2.2 Краткое содержание вопросов:

1. Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов.

Жизнь человека связана с широким использованием не только электрической, но и *тепловой энергии*.

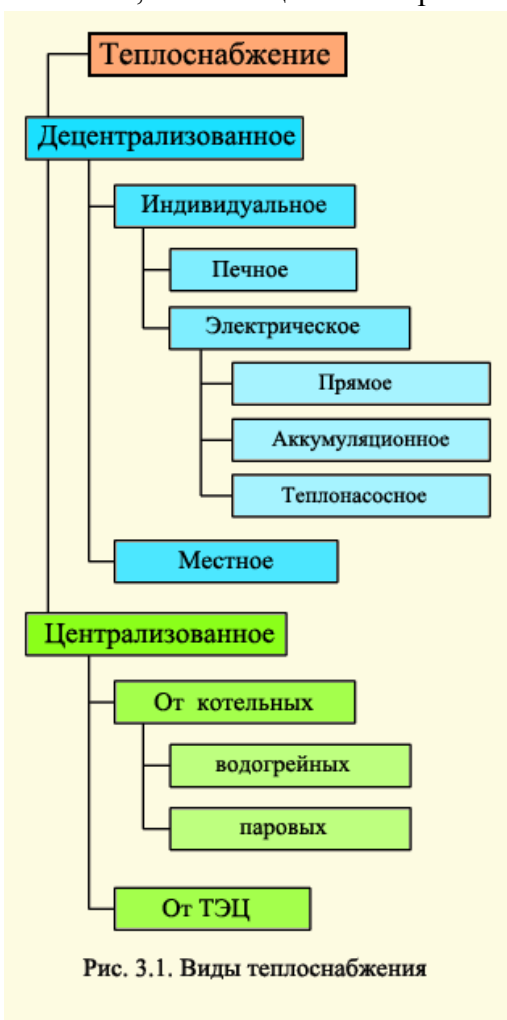
В соответствии с санитарными нормами трудовая деятельность человека на предприятиях и его домашний отдых должны протекать в определенных комфортных

условиях: все помещения должны отапливаться, вентилироваться, снабжаться горячей водой для бытовых целей; в жилых помещениях *температура* воздуха должна составлять +18 °С, а в поликлиниках, больницах, детских учреждениях +20 °С, в общественных зданиях +16 °С. Эти комфортные условия могут быть реализованы только при постоянном подводе к объекту отопления (теплоприемнику) вполне определенного количества тепла, которое зависит от температуры наружного воздуха. Для этих целей чаще всего используется горячая вода с температурой у пользователя 80—90 °С.

Для различных технологических процессов промышленных предприятий (например, сушки, окраски, работы паровых молотов) требуется так называемый производственный пар с давлением 1—3 МПа.

Важно сразу усвоить, что *тепло, используемое человеком для бытовых нужд, является низкопотенциальным*, т.е. ее теплоноситель имеет относительно невысокую температуру и давление, поскольку именно это позволяет организовать высокoэкономичное производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ, о чем, в основном, пойдет речь ниже.

В общем случае снабжение любого объекта тепловой энергией обеспечивается системой, состоящей из трех основных элементов: источника тепла (например,



котельной), тепловой сети (например, трубопроводов горячей воды или пара) и теплоприемника (например, батареи водяного отопления, располагаемой в комнате).

Если источник теплоты и теплоприемник практически совмещены, т.е. тепловая сеть либо отсутствует, либо очень коротка, то такую систему теплоснабжения называют *децентрализованной* (рис. 3.1).

Примером такой системы является печное или электрическое отопление. В свою очередь, децентрализованное теплоснабжение может быть индивидуальным, при котором в каждом помещении используется индивидуальные отопительные приборы (например, электронагреватели), или местным (например, обогрев здания с помощью индивидуальной котельной или теплонасосной установки). Теплопроизводительность таких котельных не превышает 1 Гкал/ч (1,163 МВт).

Мощность тепловых источников индивидуального теплоснабжения невелика и определяется потребностями индивидуумов.

Альтернативой децентрализованному является централизованное теплоснабжение. Ее характерный признак — наличие разветвленной тепловой сети, от которой питаются многочисленные абоненты (заводы, фабрики,

общественные здания, жилые помещения и т.д.). Для централизованного теплоснабжения используются два вида источников: котельные и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Степень централизации теплоснабжения может быть различной.

В зависимости от числа теплоприемников, питаемых от одного теплоисточника, различают централизованное теплоснабжение групповое (питается группа зданий от групповой котельной установки мощностью 1—10 Гкал/ч), квартальное (от квартальной котельной теплопроизводительностью 10—50 Гкал/ч), районное (питается район —

несколько групп зданий), городское (питается несколько районов города), межгородское (питается несколько городов).

Выбор типа теплоснабжения не однозначен, поскольку он определяется не только техническими и технико-экономическими преимуществами и недостатками того или иного типа. Он также зависит и от финансовых возможностей тех или иных потребителей. Если бы, например, население России имело бы достаточно средств для оплаты электроэнергии для целей отопления, то использование электронагревательных приборов было бы, наверное, самым комфортным и экологичным. Но при этом следует помнить, что ее стоимость будет не меньше, чем стоимость электроэнергии, которая получена на ТЭС из топлива с использованием только 40 % теплоты, заключенной в нем, с учетом потерь в электрических сетях.

Несмотря на отмеченные трудности, можно однако с уверенностью сказать, что для большинства крупных северных городов с населением более 100 тыс. чел. наиболее рациональным является централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ. Оно позволяет не только сэкономить значительное количество топлива, но и существенно сократить вредные выбросы в атмосферу, сэкономить дорогие городские площади.

Для небольших населенных пунктов, особенно тех, которые требуют отопления короткое время в году и в которых не стоят остро вопросы экологии, целесообразно использовать децентрализованные источники теплоты, соответствующие вкусам и финансовым возможностям потребителей.

На рис. 3.2 показана схема **водогрейной котельной**. К сетевому насосу из тепловой сети поступает обратная сетевая вода — вода, использованная для отопления. Сетевой насос служит для прокачки сетевой воды через водогрейный котел, в котором она нагревается теплом сжигаемого топлива (газа, мазута, каменного или бурого угля). Нагретая вода, называемая прямой сетевой водой, подается в тепловую сеть для использования потребителями (абонентами). Таким образом, осуществляется постоянная циркуляция сетевой воды, нагреваемой в котле и охлаждаемой в теплоприемниках. Для восполнения неизбежной утечки сетевой воды служат водоподготовительная установка и подпиточный насос.

Тепловая мощность (производительность) водогрейных котлов составляет 4—200 Гкал/ч. На рис. 3.3 показан котел КВГМ-50 (котел водогрейный газомазутный теплопроизводительностью 50 Гкал/ч).

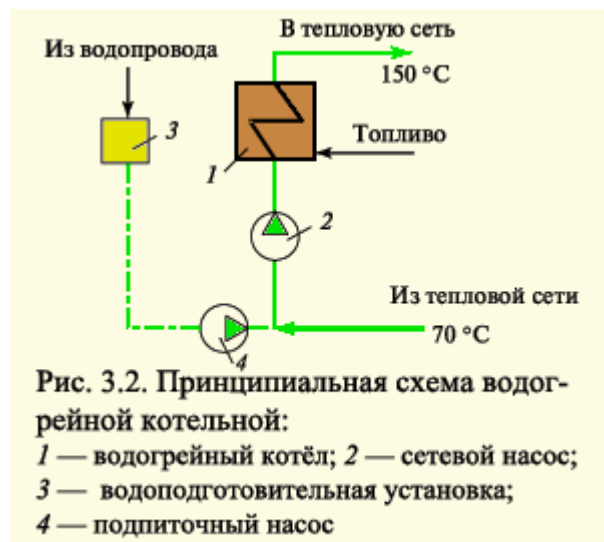


Рис. 3.2. Принципиальная схема водогрейной котельной:
1 — водогрейный котёл; 2 — сетевой насос;
3 — водоподготовительная установка;
4 — подпиточный насос

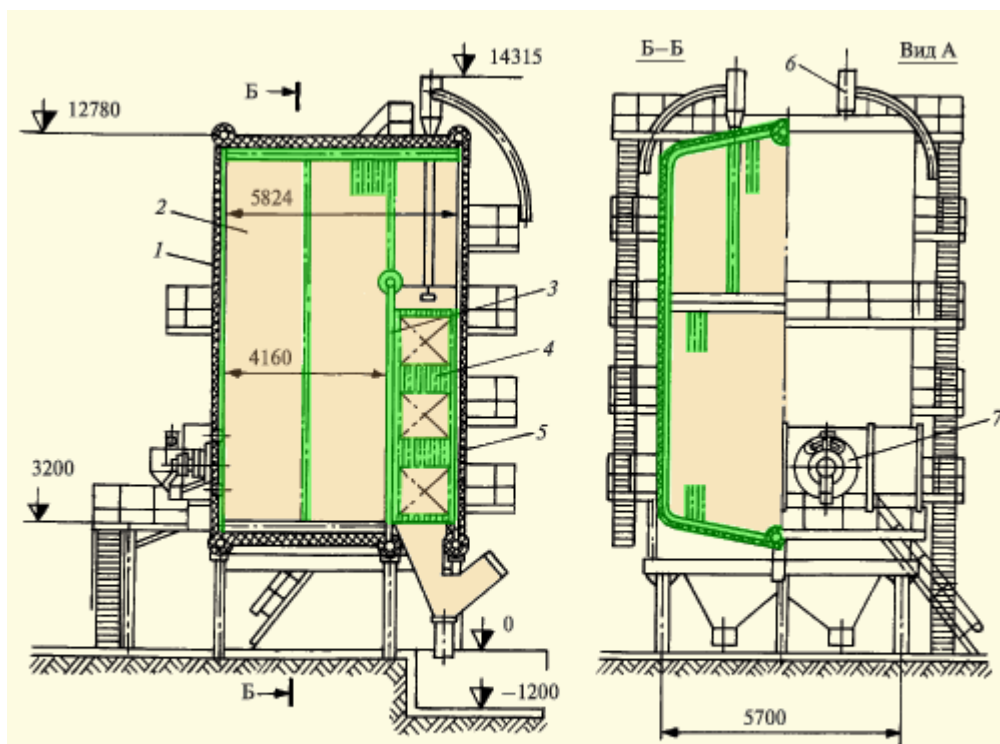


Рис. 3.3. Устройство водогрейного котла КВГМ-50:
 1 — 3, 5 — экраны соответственно передний, боковой, промежуточный и задний;
 4 — конвективные пакеты; 6 — дробеочистительная установка; 7 — газомазутная горелка

Он, как и паровой котел, представляет собой П-образную шахту прямоугольного сечения. Первая его часть — топка. Она облицована трубчатыми экранами, внутри которых движется вода, нагреваемая излучением горящего факела топлива. Во второй части размещены конвективные поверхности — трубные пучки, обогреваемые за счет конвективного теплообмена с горячими газами. Как видно из сравнения рис. 2.2 и 3.3, водогрейный котел несравненно проще энергетического и, прежде всего потому, что вода в нем только нагревается, но не претерпевает фазовых превращений.

В крупных городах основным источником централизованного теплоснабжения являются ТЭЦ и районные тепловые станции (РТС) производительностью до 400 Гкал/ч. Обычно здание РТС в плане имеет вид буквы «Н» и состоит из котельной, машзала и строительной перемычки между ними. В котельном зале размещаются водогрейные котлы, в машзале — многочисленные насосы, система подпитки теплосети, в перемычке — пульт управления и бытовые помещения.

2. Понятие о теплофикации.

Сейчас, когда стало понятно, как организовано снабжение предприятий и населения теплом, целесообразно рассмотреть понятие теплофикации.

Очень часто по аналогии с электрификацией под теплофикацией понимают строительные, монтажные и организационные мероприятия, обеспечивающие тепловому потребителю из централизованного источника теплоты. На самом деле это нечто другое. *Теплофикация — это действительно централизованное теплоснабжение потребителей теплом, но не от любого источника, а именно от ТЭЦ. При этом на ТЭЦ это тепло получают при конденсации пара, взятого из паровой турбины после того, когда он прошел часть турбины и выработал электрическую мощность.*

3. Представление о тепловых сетях крупных городов.

Тепловая сеть — это сложное инженерно-строительное сооружение, служащее для транспорта тепла с помощью теплоносителя (воды или пара) от источника (ТЭЦ или котельной) к тепловым потребителям.

От коллекторов прямой сетевой воды ТЭЦ с помощью магистральных теплопроводов горячая вода подается в городской массив. Магистральные теплопроводы имеют ответвления, к которым присоединяется внутриквартальная разводка к центральным тепловым пунктам (ЦТП). В ЦТП находится теплообменное оборудование с регуляторами, обеспечивающее снабжение квартир и помещений горячей водой.

Тепловые магистрали соседних ТЭЦ и котельных для повышения надежности теплоснабжения соединяют перемычками с запорной арматурой, которые позволяют обеспечить теплоснабжение при авариях и ревизиях отдельных участков тепловых сетей и источников теплоснабжения. Таким образом, тепловая сеть города — это самый сложный комплекс теплопроводов, источников тепла и его потребителей.

Теплопроводы могут быть подземными и надземными.

Надземные теплопроводы обычно прокладывают по территориям промышленных предприятий и промышленных зон, не подлежащих застройке, при пересечении большого числа железнодорожных путей, т.е. везде, где либо не вполне эстетический вид теплопроводов не играет большой роли, либо затрудняется доступ к ревизии и ремонту теплопроводов. Надземные теплопроводы долговечнее и лучше приспособлены к ремонтам.

В жилых районах из эстетических соображений используется подземная прокладка теплопроводов, которая бывает бесканальной и канальной.

При бесканальной прокладке участки теплопровода укладывают на специальные опоры непосредственно на дне вырытых грунтовых каналов, сваривают между собой стыки, защищают их от воздействия агрессивной среды и засыпают грунтом. Бесканальная прокладка — самая дешевая, однако теплопроводы испытывают внешнюю нагрузку от грунта (заглубление теплопровода должно быть 0,7 м), более подвержены воздействию агрессивной среды (грунта) и менее ремонтпригодны.

При канальной прокладке теплопроводы помещаются в каналы из сборных железобетонных элементов, изготовленных на заводе. При такой прокладке теплопровод разгружается от гидростатического действия грунта, находится в более комфортных условиях, более доступен для ремонта.

По возможности доступа к теплопроводам каналы делятся на проходные, полупроходные и непроходные. В проходных каналах кроме трубопроводов подающей и обратной сетевой воды, размещают водопроводные трубы питьевой воды, силовые кабели и т.д. Это наиболее дорогие каналы, но и наиболее надежные, так как позволяют организовать постоянный легкий доступ для ревизий и ремонта, без нарушения дорожных покрытий и мостовых. Такие каналы оборудуются освещением и естественной вентиляцией.

Непроходные каналы позволяют разместить в себе только подающий и обратный теплопроводы, для доступа к которым необходимо срыть слой грунта и снимать верхнюю часть канала. В непроходных каналах и бесканально прокладывается большая часть теплопроводов.

Полупроходные каналы сооружают в тех случаях, когда к теплопроводам необходим постоянный, но редкий доступ. Полупроходные каналы имеют высоту не менее 1400 мм, что позволяет человеку передвигаться в нем в полусогнутом состоянии, выполняя осмотр и мелкий ремонт тепловой изоляции.

Наибольшую опасность для теплопроводов представляет коррозия внешней поверхности, происходящая вследствие воздействия кислорода, поступающего из грунта или атмосферы вместе с влагой; дополнительным катализатором являются диоксид углерода, сульфаты и хлориды, всегда имеющиеся в достаточном количестве в окружающей среде. Для уменьшения коррозии теплопроводы покрывают многослойной изоляцией, обеспечивающей низкое водопоглощение, малую воздухопроводность и хорошую теплоизоляцию.

Наиболее полно этим требованием удовлетворяет конструкция, состоящая из двух труб — стальной (теплопровод) и полиэтиленовой, между которыми размещается ячеистая полимерная структура пенополиуретана. Последний имеет теплопроводность втрое ниже, чем обычные теплоизолирующие материалы.

4. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки.

Если для некоторого потребителя, например города требуется в некоторый момент количество электроэнергии $N_э$ (в единицу времени) и количество тепла $Q_т$, то технически проще всего получить их раздельно.

Для этого можно построить конденсационную ПТУ электрической мощностью $N_э$ с глубоким вакуумом, создаваемым конденсатором, который охлаждается водой.

При ее температуре $t_{охл.в} = 15—20\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно получить давление в конденсаторе $p_k = 0,04—0,06\text{ ат}$ ($3—4\text{ кПа}$), а температура конденсирующегося пара будет составлять в соответствии с рис. 1.2 $t_k = 30—35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Кроме того, для производства тепла $Q_т$ можно построить РТС, в водогрейном котле которой циркулирующая сетевая вода будет нагреваться, например, от 70 до $110\text{ }^{\circ}\text{C}$. При раздельном производстве $Q_т$ тепла и $N_э$ электроэнергии общая затрата тепла, которая будет получена из топлива, составит

$$Q_{\text{разд}} = Q_т + N_э(\eta_k \eta_{\text{ПТУ}})$$

где η_k — КПД котла, составляющий $90—94\%$ (см. рис. 1.1); $\eta_{\text{ПТУ}}$ — КПД конденсационной ПТУ, равный примерно 45% .

Ту же задачу производства электроэнергии и тепла можно решить по-другому. Вместо конденсатора на КЭС можно установить сетевой подогреватель, от которого получать количество теплоты $Q_т$. Конечно, поскольку нагретая сетевая вода должна иметь, скажем, $110\text{ }^{\circ}\text{C}$, то давление в сетевом подогревателе (и за паровой турбиной) должно быть не $0,05\text{ ат}$ (как в конденсаторе турбины КЭС), а на уровне $1,2\text{ ат}$. При этом давлении образующийся из конденсирующего пара конденсат будет иметь температуру примерно $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, что и обеспечит нагрев сетевой воды до $110\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, в одной энергетической установке вырабатывается одновременно электрическая энергия и тепло в требуемых количествах. Поэтому такое производство тепла и электроэнергии называют комбинированным. Термины «комбинированное производство» и «теплофикация» — синонимы. Установка является не чем иным как простейшей ТЭЦ с турбиной с противодавлением (так как давление за ней, как правило, выше атмосферного).

Расход тепла при комбинированной выработке при тех же $N_э$ и $Q_т$ составит:

$$Q_{\text{комб}} = Q_т + N_э/\eta_k$$

В этой формуле, получаемой из при $\eta_{\text{ПТУ}} = 1$, учтено, что тепло, выходящее с паром из турбины, не отдается бесполезно охлаждающей воде в конденсаторе, а полностью отдается в сетевом подогревателе тепловому потребителю. При этом не сжигается дополнительное топливо в водогрейном котле.

Разность количеств тепла, затраченного на получение электрической мощности $N_э$ и тепла $Q_т$ при раздельной и комбинированной их выработке

$$\Delta Q = Q_{\text{разд}} - Q_{\text{комб}} = ((1/\eta_{\text{ПТУ}}) - 1)(1/\eta_k)XQ_т$$

где $\eta = N_э/Q_т$ — очень важная характеристика, называемая выработкой электроэнергии на тепловом потреблении.

Так как $\eta Q = \eta B_т Q_{\text{сг}}$ где $\eta B_т$ — экономия топлива, а $Q_{\text{сг}}$ — его теплота сгорания, то экономия топлива при комбинированной выработке тепла и электроэнергии по сравнению с раздельной составит

$$\Delta B_т = (1/Q_{\text{сг}})((1/\eta_{\text{ПТУ}}) - 1)(1/\eta_k)XQ_т$$

Так как $\eta_{\text{ПТУ}} < 1$, то всегда $\eta B_т > 0$, т.е. при теплофикации всегда возникает экономия топлива. Физическая причина экономии топлива очевидна: теплота конденсации

пара, покидающего паровую турбину, отдается не охлаждающей воде конденсатора, а тепловому потребителю.

Из (3.4) видно, что чем хуже конденсационная паротурбинная установка, т.е. меньше $\eta_{ПТУ}$, тем эффективнее теплофикация, так как большее количество тепла, передававшееся охлаждающей воде при отдельной выработке, теперь передается сетевой воде.

Экономия η_{B_T} зависит от соотношения электрической и тепловой мощности $\eta = N_e/Q_T$. Чем больше N_e при фиксированной Q_T , тем большая конденсационная мощность замещается экономичной теплофикационной.

Простейшая теплофикационная ПТУ позволяет легко понять преимущество комбинированной выработки. Однако она имеет существенный недостаток: с ее помощью нельзя произвольно изменять соотношение между электрической N_e и тепловой мощностью Q_T . Изменение любой из них приводит к автоматическому изменению другой и не всегда в соответствии с требованиями потребителей. Чаще всего ПТУ такого типа используют там, где требуется изменение по определенному графику только одного параметра, обычно тепловой нагрузки Q_T , а второй параметр — мощность, будет такой, «какой получится».

Для того, чтобы исключить этот недостаток, теплофикационную турбину выполняют с регулируемым отбором пара нужных параметров и с конденсацией пара в конце процесса расширения.

С помощью регулирующих клапанов *РК-1* и *РК-2* соответственно перед ЦВД и ЦНД можно в широких пределах изменять независимо электрическую мощность и отпуск тепла. Если клапан *РК-2* закрыть полностью и направить весь поступивший в турбину пар в сетевой подогреватель, то турбина будет работать как турбина с противодавлением и выгода от теплофикации будет максимальной. Так обычно работают теплофикационные турбины зимой, когда требуется много тепла. Если, наоборот, открыть полностью *РК-2* и закрыть проток сетевой воды через сетевой подогреватель, турбина будет работать как конденсационная с максимальной потерей тепла в конденсаторе. Так обычно работают теплофикационные турбины летом.

Ясно, что экономичность работы турбоустановки с теплофикационной турбиной зависит от соотношения расходов пара в сетевой подогреватель и конденсатор: чем оно больше, тем больше экономия топлива.

Таким образом, теплофикация всегда приводит к экономии топлива, которая в масштабах всей России оценивается примерно в 15 %. Однако при этом следует помнить, что пар, идущий в сетевой подогреватель, вырабатывается энергетическим, а не простым водогрейным котлом. Для транспортировки пара нужны паропроводы большего диаметра на высокие, иногда сверхкритические параметры пара. Теплофикационная турбина и ее эксплуатация существенно сложнее, чем конденсационная. В конденсационном режиме теплофикационная турбина работает менее экономично, чем конденсационная.

Это приводит к тому, что экономически целесообразным оказывается иметь в системе электро- и централизованного теплоснабжения и ТЭЦ, и котельные, и конденсационные электростанции. При этом надо иметь в виду, что часть структуры этих систем складывается исторически, с предварительным вводом котельных, которые в дальнейшем играют роль резервных источников тепла.

5. Распределение экономии топлива от теплофикации на выработанные электроэнергию и тепло. Показатели качества работы ТЭЦ.

Отметим еще одну важную, по существу, финансовую проблему, возникающую для ТЭЦ. ТЭЦ продает потребителям два вида энергии различной энергетической ценности: тепловую и электрическую, причем их потребители в общем случае — разные. Объективно существующая экономия топлива при комбинированной выработке электроэнергии и тепла должна быть разделена и учтена в себестоимости и цене на эти два вида энергии. Однако сделать это технически невозможно: и тепло, и электроэнергия

вырабатываются общими котлом, турбиной и другим оборудованием ТЭЦ; далее, с одной стороны, без отпуска тепла из отборов турбины нет экономии топлива, с другой стороны она отсутствует и без выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Проблеме как разделить объективно существующую экономию топлива между электроэнергией и теплом, посвящены десятки (если не сотни) работ и единственным их окончательным результатом стало понимание того, что этого сделать нельзя.

Начиная с плана ГОЭЛРО и вплоть до 1995 г., при распределении экономии от теплофикации использовался так называемый «физический» метод», по которому вся экономия топлива относилась на электроэнергию. При этом получалось, что расход условного топлива на 1 кВт·ч на ТЭЦ составлял 230—250 г/(кВт·ч), а на ГРЭС — 320—350 г/(кВт·ч). Это не результат более экономичной работы ТЭЦ, а способа распределения выгоды от теплофикации. В 1995 г. на ТЭЦ России была введена новая инструкция для ТЭЦ по распределению экономии топлива от теплофикации. Кривая показывает, как уменьшался удельный расход условного топлива на производство электроэнергии в целом сначала для СССР, а потом — для России, причем учитывалась электроэнергия, вырабатываемая и ГРЭС, и ТЭЦ в соответствии с «физическим» методом.

Видно, что в период 1985—1990 гг. удельный расход условного топлива стабилизировался на уровне 325—327 г/(кВт·ч). В момент распада СССР показатели по выработке электроэнергии резко улучшились [до 310 г/(кВт·ч)] главным образом за счет исключения в основном конденсационных мощностей на Украине, в Прибалтике и Белоруссии. Эти показатели существовали вплоть до 1995 г., когда была введена новая инструкция, и в соответствии с ней удельный расход условного топлива в целом по России скачком возрос до 347 г/(кВт·ч). Конечно, это результат переноса части экономии топлива от теплофикации с электроэнергии на тепло (заметим, что в России почти половина электроэнергии вырабатывается ТЭЦ). То, что это так, видно из кривой 2, отражающей изменение удельного тепла для конденсационных энергоблоков мощностью 300 МВт. Этих энергоблоков инструкция по распределению выгоды от теплофикации, естественно, не коснулась и после улучшения показателей экономичности в 1990 г. (главным образом, за счет исключения из энергосистемы России пылеугольных энергоблоков Украины) наблюдается тенденция к ухудшению экономичности, главным образом за счет старения оборудования.

Условность разделения выгоды от теплофикации между электроэнергией и теплом необходимо также учитывать при сравнении интегральных показателей экономичности различных стран. Если, например, средний удельный расход условного топлива на ТЭС Японии составляет [310—315 г/(кВт·ч)], а в России 345—350 г/(кВт·ч), и разница между ними 35 г/(кВт·ч), то в действительности она еще больше, так как в Японии практически отсутствует теплофикация, а в России примерно половина электроэнергии производится на ТЭЦ.

Теперь перейдем к показателям, характеризующим экономичность работы ТЭЦ. Когда в лекции 2 рассматривали экономичность конденсационной ТЭС, мы выяснили, что для этой цели используется один показатель — коэффициент полезного действия нетто (это, по существу, коэффициент полезного использования топлива) или эквивалентный ему удельный расход условного топлива. Необходимость только в одном показателе экономичности для конденсационной ТЭС связана с тем, что ТЭС отпускает только один вид энергии — электроэнергию.

ТЭЦ отпускает два вида энергии — электрическую и тепловую. Поэтому для оценки качества работы ТЭЦ необходимо иметь также два показателя.

Первым показателем является коэффициент полезного использования тепла топлива. Если у конденсационных ТЭС России он не превышает 40 %, то для ТЭЦ он может достигать 85 % (а 15 % составляют потери с уходящими газами энергетических и

водогрейных котлов, с конденсацией той части пара, которая проходит в конденсатор, собственные нужды).

Вторым показателем является выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\square = N_3/Q_T$. Ясно, что если, например, две ТЭЦ отпускают одинаковое количество тепла Q_T и имеют одинаковый коэффициент использования топлива, то из них лучше та, которая отпускает больше электроэнергии.

Эти два показателя полностью характеризуют экономичность работы ТЭЦ.

На практике и в отчетной документации ТЭЦ используют два других эквивалентных упомянутым выше показателям: привычный нам удельный расход условного топлива на производство электроэнергии b_3 в г/(кВт·ч) и удельный расход условного топлива на производство 1 Гкал тепла b_T в кг/Гкал. Для ТЭЦ $b_T = 150—170$ кг/Гкал. Эти величины подсчитываются в соответствии с нормативными документами по распределению затраченного топлива на производство электроэнергии и тепла.

6. Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды на ТЭЦ.

На рис. 3.13 показана упрощенная технологическая схема производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ.



Технология производства электроэнергии на конденсационной ТЭС и ТЭЦ практически не отличаются, поэтому в этой части совпадают. Мало того, когда ТЭЦ не отпускает тепла (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как конденсационная ТЭС.

Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам I подъема *СН-I*. Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых подогревателях и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Из сетевого насоса *СН-I* сетевая вода последовательно проходит через трубную систему сетевых подогревателей *СП-1* и *СП-2*. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды.

Нагретая в *СП-1* и *СП-2* сетевая вода поступает к сетевым насосам II подъема, которые подают ее в пиковый водогрейный котел ПВК и обеспечивают ее прокачку через всю или часть (до теплонасосной станции) тепловой сети. Для нагрева сетевой воды в

ПВК в него от ГРП подается газ, а от дутьевого вентилятора — воздух. Нагретая до требуемой температуры сетевая вода (прямая) подается в магистраль прямой сетевой воды и из него — тепловым потребителям.

Второе существенное отличие турбоустановки отопительной ТЭЦ от ТЭС состоит в использовании не конденсационной, а теплофикационной паровой турбины — турбины, позволяющей выполнять большие регулируемые отборы пара на сетевые подогреватели, регулируя их давление (т.е. нагрев сетевой воды и ее расход).

7.Схема водоподогревательной установки ТЭЦ.

Одной из главных задач ТЭЦ является нагрев требуемого количества обратной сетевой воды $W_{с.в}$ с температурой $t_{о.с}$ до температуры прямой сетевой воды $t_{п.с}$. Таким образом, режим работы ТЭЦ по отпуску тепла с сетевой водой диктуется потребителем тепла — тепловой сетью — и должен в неукоснительном порядке выполняться ТЭЦ.

Нагрев сетевой воды на ТЭЦ до одной и той же температуры $t_{п.с}$ можно осуществить разными способами.

Самый простой, но и самый неэкономичный способ — это нагрев воды с помощью *редукционно-охладительных установок (РОУ)*. Обратная сетевая вода поступает к РОУ, питаемой от паропровода свежего пара. Часть свежего пара, поступающего к каждой паровой турбине, редуцируется и направляется в сетевой подогреватель (СП), где, конденсируясь, передает теплоту конденсации сетевой воде. По существу, в этом случае на ТЭЦ параллельно с паровой конденсационной турбиной как бы установлена котельная с дорогостоящим энергетическим паровым котлом на высокие параметры пара, иногда сверхкритического давления, с дорогостоящей РОУ, арматурой и теплообменником. Поэтому такой способ нагрева сетевой воды должен использоваться только в случае крайней необходимости, например, при выводе из работы паровой турбины и необходимости выработки тепла.

Другим способом является использование теплоты конденсации пара низкого давления, отбираемого из турбины после того, как он прошел большую ее часть и выработал механическую энергию. Однако и при этом необходимо отбирать пар достаточно высокого давления, особенно для получения необходимой температуры прямой сетевой воды. Поэтому в большинстве случаев для нагрева сетевой воды на ТЭЦ используются *водоподогревательные установки*, принципиальная тепловая на В состав водоподогревательной установки входят:

- сетевые подогреватели;
- система насосов, обеспечивающая циркуляцию сетевой воды через водоподогревательную установку и теплотель (или ее часть);
- паропроводы отопительных отборов, снабжающие сетевые подогреватели паром из турбины;
- система эвакуации конденсата греющего пара из сетевых подогревателей;
- система удаления неконденсирующихся газов из сетевых подогревателей, препятствующих хорошей передаче теплоты от конденсирующегося пара к сетевой воде.

На современных ТЭЦ для нагрева сетевой воды обычно используются два сетевых подогревателя, через которые нагреваемая сетевая вода проходит последовательно. Сначала она поступает в «нижний» подогреватель *СП-1*, в который поступает пар «ниже по течению» в турбине, т.е. при меньшем давлении, а затем в «верхний» сетевой подогреватель *СП-2*, в который поступает пар с большим давлением. При работе двух сетевых подогревателей реализуется *двухступенчатый нагрев сетевой воды*, который более экономичен, чем одноступенчатый (т.е. с использованием только одного сетевого подогревателя — верхнего).

Обратная сетевая вода из магистральных трубопроводов различных районов города подается в один или несколько станционных коллекторов 9 обратной сетевой воды. Из этого коллектора питаются все водонагревательные установки ТЭЦ, каждая из которых работает от своей турбины. В конечном счете, все водонагревательные установки

работают на один или несколько напорных коллекторов 7 прямой сетевой воды, откуда она разводится на отопление районов города.

Сетевая вода из магистрали обратной сетевой воды ТЭЦ сетевыми насосами *СН-I* первого подъема подается к нижнему сетевому подогревателю *СП-I*, который питается паром из выходного патрубка ЦВД (это нижний теплофикационный отбор). В некоторых режимах сетевую воду можно предварительно подогреть в так называемом *встроенном пучке 14* конденсатора.

Конденсатор теплофикационной турбины отличается от конденсатора турбины конденсационной тем, что в нем выделено определенное количество охлаждающих трубок с отдельным подводом и отводом охлаждающей (или нагреваемой) воды. В зимний период, когда требуется большое количество тепла, регулирующий клапан 5 перед ЦНД турбины закрывают почти полностью, для того чтобы почти весь поступающий в турбину пар направить в сетевые подогреватели. Однако для того, чтобы рабочие лопатки ЦНД не разогрелись до недопустимой температуры от трения о неподвижную плотную паровую среду, через ЦНД пропускают небольшое количество пара. Во встроенный пучок подают небольшое количество сетевой или *подпиточной воды теплосети*, а в трубки основного трубного пучка 13 циркуляционная охлаждающая вода не подается. Конденсирующийся на трубках встроенного пучка пар передает свое тепло конденсации сетевой воде. Конденсатор в таком режиме работает как подогреватель сетевой воды.

Продолжим рассмотрение схемы, показанной на рис. 4.1. После *СП-I*, если температура сетевой воды соответствует требованию температурного графика тепловой сети, то она через байпасные линии (через задвижку 6) сетевыми насосами *СН-II* второго подъема направляется в напорную магистраль 7 прямой сетевой воды ТЭЦ. Если нагрев воды недостаточен, то сетевая вода подается в *СП-2*, обогреваемый паром с большим давлением и соответственно с более высокой температурой конденсации. В большинстве случаев сетевая вода, пройдя через оба подогревателя, нагреется до 100—110 °С. Поэтому при необходимости иметь еще более высокую температуру сетевой воды, например, в очень холодное время, ее после нагрева в двух подогревателях направляют в *ПВК*. В нем сжигается дополнительное топливо, и вода нагревается до 140—200 °С в соответствии с потребностями конкретного теплового графика.

Паропроводы 2 отопительных *отборов* подают пар из турбины в подогреватели. Главное требование к ним — малое гидравлическое сопротивление. Поэтому их выполняют большим числом (обычно 1—4), большого диаметра (вплоть до 1300 мм), минимальной протяженности (сетевые подогреватели размещают прямо под турбиной) и с минимальным количеством арматуры.

Конденсат греющего пара *СП-2* по каскадной схеме сбрасывается в *СП-I*, а из него с помощью сливного насоса 8 он закачивается в систему регенерации.

К сожалению, в тепловых сетях теряется определенное количество сетевой воды. Поэтому на ТЭЦ устанавливается специальная *подпиточная установка теплосети*. Сырая вода из сливного водовода 3 конденсатора группой параллельных насосов 7 подается к химводоочистке *ХВО*, а из нее — в специальный вакуумный (или атмосферный) деаэратор 10. Греющей средой в деаэраторе является сетевая вода, нагретая в *СП-I* и *СП-2*. Поскольку давление сетевой воды составляет 0,8 МПа, а температура — 60—100 °С, то при ее подаче в деаэратор, находящийся под вакуумом, она вскипает. Образующийся пар нагревает химически очищенную воду до температуры насыщения, при которой выделяются растворенные газы. Затем очищенная и деаэрированная вода подпиточными насосами 15 подается в коллектор 9 обратной сетевой воды ТЭЦ, к которому параллельно подсоединяются подпиточные установки, описанные выше.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

2.1 Лабораторная работа №1 (2 часа).

Тема: «Основные определения термодинамики»

2.1.1 Цель работы: изучить основные параметры и состояния пара

2.1.2 Задачи работы:

1. Ознакомиться с теоретической частью лабораторной работы.
2. Определить давление при заданной температуре кипения для различных веществ, согласно таблицы 1¹, и рисунку 1. (Необходимо определить давление в мм. рт. ст., избыточное давление в *ати*, и давление в кг/см^2 , если $1 \text{ физ. ат} = 1,0333 \text{ кг/см}^2 = 760 \text{ мм. рт. ст.}$).
3. Составить отчет по выполненной работе.

2.1.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Лабораторный практикум.

2.1.4 Описание (ход) работы:

Теоретические сведения:

Основные определения

Из многочисленных задач, стоящих перед термодинамикой, одними из основных являются установление законов превращения энергии, главным образом теплоты, в работу и изучение процессов, посредством которых происходят эти превращения.

Процессы перехода теплоты в работу и обратные процессы - перехода работы в теплоту - осуществляются посредством рабочего тела, изменяющего свое физическое состояние при сообщении теплоты или при силовом на него воздействии.

В тепловых машинах рабочим телом является обычно газ или водяной пар.

Величины, характеризующие физическое состояние тела, называются термодинамическими параметрами состояния тела.

Для каждого состояния тела параметры принимают вполне определенные значения, не зависящие от массы тела и обуславливаемые лишь его внутренними молекулярными особенностями — скоростью молекул и их взаимным расположением.

За основные параметры принимаются: удельный объем, давление и температура, которые в совокупности определяют термодинамическое состояние тела. Из названных трех параметров лишь два являются независимыми.

Удельный объем представляет собой объем единицы веса, обычно 1 кг вещества.

Удельный объем, обозначаемый буквой v , определяется по формуле

$$v = \frac{V}{G} \text{ м}^3 / \text{кг}, \quad (1)$$

где V - полный объем тела;

G - вес.

Из формулы следует, что $V = vG$.

Величина, обратная удельному объему, т. е. вес единицы объема (1 м^3), называется *удельным весом* и обозначается буквой γ . Очевидно, что

$$\gamma = \frac{1}{v} = \frac{G}{V} \text{ кг} / \text{м}^3$$
$$G = \gamma V \quad (2)$$

Из формул (1) и (2) следует, что $\gamma v = 1$.

Параметром тела может являться его *плотность* - масса [единицы объема, обозначаемая буквой ρ , определяемая по формуле

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{G}{Vg} = \frac{\gamma}{g} = \frac{1}{\nu g}$$

Это соотношение показывает, что удельный объем, удельный вес и плотность взаимно определяют друг друга и что поэтому каждый из них может служить одним из параметров тела.

Давление газа. Вторым параметром, определяющим состояние газа, является давление, оказываемое им на окружающую оболочку и являющееся результатом воздействия (ударов) на нее молекул газа, находящихся в хаотическом непрерывном движении.

Давление газа (при его равновесном состоянии), действующее по нормали к стенкам оболочки, равно и противоположно по направлению внешнему давлению.

Термодинамическим параметром, определяющим состояние газа, является не полное давление газа на оболочку, а удельное, т. е. его давление в килограммах, приходящееся на единицу поверхности: 1 м^2 или 1 см^2 .

Давление газа, равное 1 кг/см^2 , называется технической атмосферой (ат).

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кг/см}^2 = 10\,000 \text{ кг/м}^2.$$

В физике под одной атмосферой понимается давление воздуха на уровне моря на 45° географической широты, соответствующее давлению, производимому ртутным столбом высотой 760 мм при температуре, равной 0°C . Это давление равно $1,0333 \text{ кг/см}^2$.

$$1 \text{ физ. ат} = 1,0333 \text{ техн. ат} = 10333 \text{ кг/м}^2.$$

Сравнительно небольшие давления могут измеряться высотой столба жидкости.

Из определения физической атмосферы следует, что $1 \text{ физ. ат} = 760 \text{ мм рт. ст. при } 0^\circ\text{C}$.

$$1 \text{ техн. ат} = \frac{760}{1,0333} = 735,6 \text{ мм рт. ст. при } 0^\circ\text{C}.$$

Высота водяного столба при этих же условиях будет в 13,595 раза больше высоты ртутного столба (ртуть в 13,595 раза тяжелее воды).

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кг/см}^2 = 736 \text{ мм. рт. ст.} = 10 \text{ м вод. ст.}$$

В абсолютной системе CGS (сантиметр, грамм-масса, секунда) за единицу силы принята длина, площади - квадратный сантиметр и давления - 1 дин/см^2 .

Давление, равное 10^6 дин/см^2 , называется «бар».

Бар является единицей, несколько большей, чем 1 техническая атмосфера.

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кг/см}^2 = 0,981 \text{ бар}.$$

Для измерения давления применяются приборы — манометры, вакуумметры и барометры. Барометры применяются для измерения атмосферного давления, манометры — для измерения давления больше атмосферного, вакуумметры — для измерения давления меньше атмосферного. Устройство манометров и принципы их действия могут быть различными, но все они показывают избыток измеряемого давления (абсолютного p_a) над атмосферным (барометрическим p_b). Тогда

$$p_a = p_b + p_m \quad (3)$$

Таким образом, абсолютное давление газа равно избыточному давлению (манометрическому), сложенному с барометрическим давлением.

Вакуумметры показывают избыток атмосферного (барометрического) давления над измеряемым абсолютным давлением.

Поэтому

$$p_a = p_b - p_v \quad (3')$$

т. е. в случае разрежения давление газа равно барометрическому давлению без

вакуумметрического (p_v)

Во все термодинамические формулы вводится абсолютное давление газа.

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

Следовательно, если, например, манометр показывает 5 *ати*, то полное давление газа будет 6 *ата*.

Влияние на высоту столба ртути температуры. При возрастании температуры увеличиваются объем, а следовательно, и высота столба ртути, соответствующая данному давлению. Это явление приходится учитывать при вычислении по показанию барометра атмосферного давления.

При этих вычислениях высоту столба ртути барометра h приводят к высоте h_0 при 0°C по формуле

$$h_0 = h (1 - 0,000172t).$$

Тогда атмосферное давление (ат) при $t^\circ\text{C}$ будет равно:

$$p = \frac{h_0}{735,6} = \frac{h(1 - 0,000172t)}{735,6}$$

Приведение высоты столба ртути барометра к 0°C можно проводить графическим методом по диаграммам.

Температура. Температура является мерой нагретости тел. Тела имеют одинаковую температуру, если между ними не существует теплообмена, т. е. если они находятся между собой в тепловом равновесии, при котором будут равны средние значения кинетической энергии поступательного движения их молекул. Если же тела не находятся в тепловом равновесии и между ними имеется теплообмен, то тело, отдающее теплоту другому телу, обладает большей температурой, большей кинетической энергией молекул. Таким образом, температура определяет направление теплового потока. Разность температур тел определяет меру их отклонения от теплового равновесия. Различаются две температуры тел — эмпирическая и абсолютная.

Эмпирической температурой называется мера отклонения тела от состояния теплового равновесия с тающим льдом, находящимся под давлением в одну физическую атмосферу. За единицу температуры принят один градус, определяемый при условии, что температуре тающего под атмосферным давлением льда приписывается 0° , а температуре кипящей под атмосферным давлением воды — 100° .

Числовая величина температуры тела измеряется посредством термометров: ртутных, спиртовых и др. Для точных измерений температуры применяются газовые термометры. Принцип действия этой группы термометров основан на расширении тел при нагревании. В технике пользуются также термометрами, действие которых основано не на свойстве расширения тел при нагревании, а на других их физических свойствах. Например, применяются термоэлементы, термометры сопротивления и пр.

Абсолютная температура. Равенство при тепловом равновесии тел, их температур и средних кинетических энергий поступательного движения их молекул показывает, что между температурой тела и средней кинетической энергией его молекул имеется прямая пропорциональность. Температура, пропорциональная средней кинетической энергии поступательного движения молекул тела, называется абсолютной. Абсолютная температура должна принимать значение, равное нулю при состоянии тела, при котором прекратилось бы тепловое движение его молекул. Эта предельная минимальная температура называется абсолютным нулем и является началом для отсчета температур.

Различие между абсолютной температурой и эмпирической состоит прежде всего в том, что первая отсчитывается от предельно низкой температуры — от абсолютного нуля и является всегда положительной величиной, тогда как эмпирическая температура отсчитывается от некоторой произвольно выбранной начальной температуры — температуры таяния льда под атмосферным давлением — и поэтому может быть как

положительной, так и отрицательной величиной. Введение абсолютной шкалы устраняет условность при оценке значения температуры и начала ее отсчета, неизбежные при измерении температуры по шкалам, построенным с использованием физических свойств тех или иных веществ.

Абсолютная температура тела может быть измерена посредством газового термометра. На основании закона Гей-Люссака можно показать, что постоянная точка идеального газового термометра, являющаяся началом отсчета температур, лежит на $273,16^{\circ}\text{C}$ ниже нуля столбчатой шкалы. Шкала водородного термометра дает незначительное отклонение от шкалы идеального газа. Между абсолютной температурой тела, обозначаемой через $T^{\circ}\text{K}$ или $T^{\circ}\text{абс}$, и температурой эмпирической, измеряемой по столбчатой шкале, обозначаемой через $t^{\circ}\text{C}$, имеется зависимость:

$$T = t + 273,16,$$

или приближенно

$$T = t + 273.$$

Из этого соотношения следует, что $0^{\circ}\text{K} = -273^{\circ}\text{C}$ и $0^{\circ}\text{C} = 273^{\circ}\text{K}$.

Второй закон термодинамики позволяет обосновать сущность абсолютной температуры и дает научное основание для построения абсолютной шкалы температур. На основании этого закона вводится так называемая термодинамическая температура, которая тождественна с абсолютной температурой

Пар. Паром называется реальный газ со сравнительно высокой критической температурой, а также близкий к состоянию насыщения.

За реальными газами с низкими критическими температурами сохраняется обычно название газов вплоть до состояния насыщения.

Парообразование. Парообразованием называется процесс перехода жидкости в пар.

Испарение. Испарением называется парообразование, происходящее только с поверхности жидкости и при любой температуре. Интенсивность испарения зависит от природы жидкости и температуры.

При испарении понижается температура жидкости. Это явление обуславливается тем, что при испарении жидкости из нее вылетают молекулы, обладающие сравнительно большими скоростями, вследствие чего и уменьшается средняя скорость движения оставшихся в ней молекул. Испарение жидкости может быть полным, если над жидкостью находится неограниченное пространство.

Кипение. При сообщении жидкости теплоты увеличиваются ее температура и интенсивность испарения. При некоторой вполне определенной температуре, зависящей от природы жидкости и давления, под которым она находится, наступает парообразование во всей ее массе. Пузырьки пара начинают при этом образовываться у стенок сосуда и внутри жидкости. Это явление называется кипением жидкости.

Конденсация. Процесс превращения пара в жидкость, осуществляющийся при отнятии от него тепла и являющийся процессом, обратным парообразованию, называется конденсацией. Этот процесс, так же как и парообразование, происходит при постоянной температуре, если будет постоянным давление. Жидкость, образующаяся при конденсации пара в паросиловых установках, называется конденсатом.

Возгонка, или сублимация. Возгонкой, или сублимацией, называется процесс перехода вещества из твердого состояния непосредственно в пар.

Десублимация. Процесс, обратный процессу сублимации, т. е. процесс перехода пара непосредственно в твердое состояние, называется десублимацией.

Насыщенный пар. При испарении жидкости в ограниченное пространство одновременно происходит и обратное ему явление, т.е. процесс сжижения, вызываемый тем, что некоторые из молекул, движущихся в паровом пространстве по всем направлениям, ударяясь о поверхность жидкости и попадая при этом в сферу влияния ее молекул, возвращаются обратно в жидкость. По мере испарения и заполнения паром

пространства над жидкостью уменьшается интенсивность испарения и увеличивается интенсивность обратного ему процесса возврата молекул из парового пространства в жидкость. В некоторый момент, когда скорость конденсации станет равной скорости испарения, в системе наступает динамическое равновесие. При этом состоянии число молекул, вылетающих из жидкости, будет равно числу молекул, возвращающихся в нее обратно из парового пространства.

Следовательно, в паровом пространстве при этом равновесном состоянии будет находиться возможное максимальное число молекул. Пар при этом состоянии имеет максимальную плотность и называется насыщенным. Следовательно, *под насыщенным понимается пар, находящийся в равновесном состоянии с жидкостью, из которой он образуется*. Насыщенный пар имеет температуру, являющуюся функцией его давления, равного давлению среды, в которой происходит процесс кипения. При увеличении объема насыщенного пара при постоянной температуре происходит переход некоторого количества жидкости в пар, при уменьшении же объема при постоянной температуре — переход пара в жидкость, но как в первом, так и во втором случаях давление пара остается постоянным.

Сухой насыщенный пар получается при испарении всей жидкости. Объем и температура сухого пара являются функциями давления. Вследствие этого состояние сухого пара определяется одним параметром, например давлением или температурой.

Влажный насыщенный пар, получающийся при неполном испарении жидкости, является смесью пара с мельчайшими капельками жидкости, распространенными равномерно во всей его массе и находящимися в нем во взвешенном состоянии. Весовая доля пара во влажном паре называется степенью сухости и обозначается через x , а весовая доля жидкости обозначается через y и называется степенью влажности. Очевидно, $y = 1 - x$.

Для сухого пара $x=1$, а для воды $x=0$. В процессе парообразования степень сухости пара постепенно увеличивается от нуля до единицы.

Таким образом, состояние влажного пара определяется двумя параметрами, например давлением (или температурой) и степенью сухости.

Перегретый пар. При сообщении сухому пару теплоты при постоянном давлении температура его будет увеличиваться. Пар, получаемый в этом процессе, называется перегретым.

Таким образом, *под перегретым понимается пар, температура которого выше температуры насыщенного пара того же давления*. В отличие от насыщенного пара, температура которого является функцией лишь одного давления, перегретый пар имеет температуру, зависящую от давления и объема. Разность между температурой перегретого пара и температурой насыщенного пара того же давления называется степенью перегрева.

Так как удельный объем перегретого пара больше удельного объема насыщенного пара того же давления, то в единице объема перегретого пара содержится меньшее число молекул, чем в единице объема насыщенного пара. Вследствие этого перегретый пар является не насыщенным и обладает меньшей плотностью, чем соответствующий насыщенный пар.

Перегретые пары по своим физическим свойствам приближаются к газам и тем в большей мере, чем выше степень их перегрева. Состояние перегретого пара, так же как и газа, определяется двумя любыми независимыми параметрами (например, давлением и температурой).

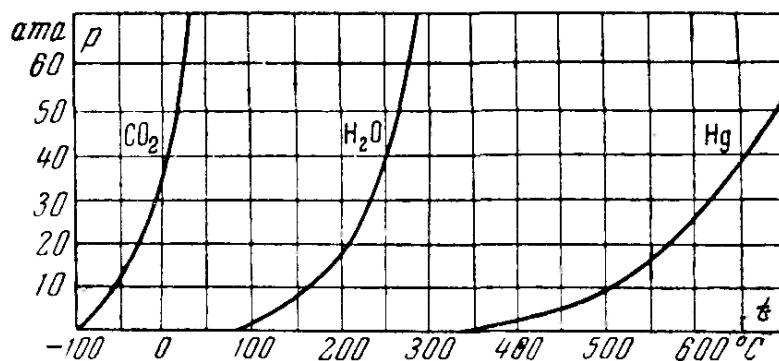


Рисунок 1 Кривые зависимости между давлением и температурой кипения

На рисунке 1 представлены кривые, которые устанавливают для некоторых веществ зависимость между давлением и температурой кипения.

Приведенная диаграмма, построенная по экспериментальным данным, показывает, что температуры кипения различных веществ при одном и том же давлении весьма значительно отличаются друг от друга.

Энтальпия. В термодинамике во многих случаях, особенно когда тело определяется независимыми параметрами p и T , применяется не внутренняя энергия, а другая функция состояния тела, называемая энтальпией или теплосодержанием. Энтальпия, обозначаемая через i , имеет выражение:

$$i = u + A p v$$

Таким образом, энтальпия равна внутренней энергии тела, сложенной с величиной $p v$, представляющей собой работу, которую необходимо затратить, чтобы ввести рассматриваемое тело с объемом v в окружающую его внешнюю среду, имеющую давление p и находящуюся с телом в равновесном состоянии.

Эта работа, отдаваемая среде, является ее потенциальной энергией и называется потенциальной энергией давления. Следовательно, энтальпия является суммой внутренней энергии тела и потенциальной энергии давления среды. Иначе, энтальпия есть энергия тела и внешней среды, т.е. энергия расширенной системы – тела и окружающей среды.

Энтропия. Соотношение:

$$\oint \frac{dq}{T} = 0,$$

полученное для обратимых циклов, устанавливает весьма важные положения термодинамики. Действительно, поскольку интеграл по замкнутому контуру от

выражения $\frac{dq}{T}$ – равен нулю, то (как известно из математики) подынтегральное выражение представляет собой полный дифференциал некоторой функции, в данном случае — функции состояния тела.

Эта функция состояния называется энтропией, обозначается для 1 кг газа через s и измеряется в ккал/кг·град. Для произвольного количества газа энтропия, обозначаемая через S , будет равна $S = Gs$, где G — вес газа, кг.

Тогда

$$ds = \frac{dq}{T} \quad \text{и} \quad dS = \frac{dQ}{T}.$$

Следовательно, энтропия представляет собой некоторую однозначную функцию состояния тела, принимающую для каждого его состояния определенное значение. Это свойство энтропии аналитически может быть выражено соотношениями

$$s = \varphi(p, v); \quad s = \varphi_1(v, T); \quad s = \varphi_2(p, T),$$

где p, v, T и p, T — независимые параметры, определяющие состояние тела.

Как видим, энтропия принадлежит к той же группе термодинамических величин, к которой относятся внутренняя энергия, энтальпия и др. Тогда энтропия, так же как и все термодинамические величины этой группы, будет обладать определенными общими для этой группы величин свойствами, состоящими в том, что изменения этих величин в процессе не зависят от его характера и полностью определяются крайними состояниями тела в процессе и что, наконец, изменения этих величин в циклах равны нулю.

Контрольные вопросы

1. Что такое удельный объем, удельный вес, плотность.
2. Чему равна температура в °K 0°C.
3. Дайте определения энтропии, энтальпии.
4. Дайте определения или опишите процесс:
пара, парообразования, испарения, кипения, конденсации, возгонки, десублимации, насыщенного пара, сухого насыщенного пара, влажного насыщенного пара, перегретого пара.

Таблица 1 - 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

2.2 Лабораторная работа №2,3 (4 часа).

Тема: «Исследование работы тепловой электрической станции»

2.2.1 Цель работы: Ознакомиться с принципом работы тепловых электрических станций.

2.2.2 Задачи работы:

1. Ознакомиться с теоретической частью лабораторной работы.
2. Составить отчет по выполненной работе.

2.2.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Лабораторный практикум.

2.2.4 Описание (ход) работы:

Теоретические сведения:

Электрическая станция — совокупность установок и оборудования, используемых для производства электрической энергии и теплоты, а также необходимые для этого сооружения и здания, расположенные на определенной территории. Наиболее распространены паротурбинные тепловые электрические станции (ТЭС), использующие теплоту, выделяемую при сжигании органического топлива. Электрическая энергия на таких станциях вырабатывается генератором с приводом от паротурбинной установки.

В зависимости от вида вырабатываемой энергии различают: конденсационные электрические станции (КЭС), предназначенные для производства только электрической энергии, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят электрическую энергию и теплоту. На КЭС устанавливаются турбины с низким давлением в конце процесса расширения пара. При этом отработавший поток пара поступает в конденсатор, где охлаждается с потерей теплоты в окружающую среду. На ТЭЦ отработавший пар используют частично или полностью. В этом случае потери теплоты в окружающую среду сокращаются. В настоящее время мощность ТЭЦ составляет около 40% общей мощности ТЭС, а их доля в суммарной выработке электроэнергии достигает 35%.

По виду используемого топлива различают угольные, мазутные, газовые и газомазутные ТЭС. Все виды органического топлива являются невозобновляемыми источниками энергии, и поэтому по мере истощения их запасов и удорожания добычи и транспортировки топлива стоимость производимой на ТЭС электрической энергии и теплоты будет возрастать.

Оборудование электростанций, на которых сжигают органическое топливо, может быть приспособлено для сжигания твердого, жидкого или газообразного топлива. Обычно один вид топлива для данной электростанции является основным, а другой — резервным.

В соответствии с начальными параметрами пара различают ТЭС с докритическим и сверхкритическим давлением пара. Для турбоагрегатов мощностью до 200 МВт применяют докритическое давление пара (около 13 МПа), а при мощности 250...300 МВт и выше — сверхкритическое давление пара (обычно 24 МПа).

Тепловые электростанции различаются также по типу применяемого котельного агрегата. На ТЭС с докритическим давлением пара устанавливаются преимущественно барабанные котлы с естественной циркуляцией. Такие же котлы по условиям надежности применяют на ТЭЦ, особенно с большими потерями конденсата у внешнего потребителя. Прямоточные котлы применяются на станциях с критическим и сверхкритическим давлением пара.

В соответствии с технологической структурой различают блочные и неблочные ТЭС. При блочной схеме каждая турбина снабжается паром только от «своего» котла. Система котел — турбина в этом случае называется энергоблоком. Неблочные ТЭС имеют общие для всех котлов магистрали перегретого пара и питательной воды.

Рассмотрим технологическую схему производства электроэнергии на угольной ТЭС с паротурбинными установками (рисунок 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 в поверхностях нагрева воде, 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 11 и рассеиваются в атмосфере. Уловленная в системе очистки зола вместе со шлаком, выпадающим в топочной камере, направляется на золоотвал 12. Современные ТЭС проектируются с 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 / через систему подогревателей высокого давления 2 подается в котел 6, в результате чего обеспечивается замкнутый цикл движения рабочего тела. Потери рабочего тела в цикле компенсируются очищенной в системе 20 подготовки добавочной водой.

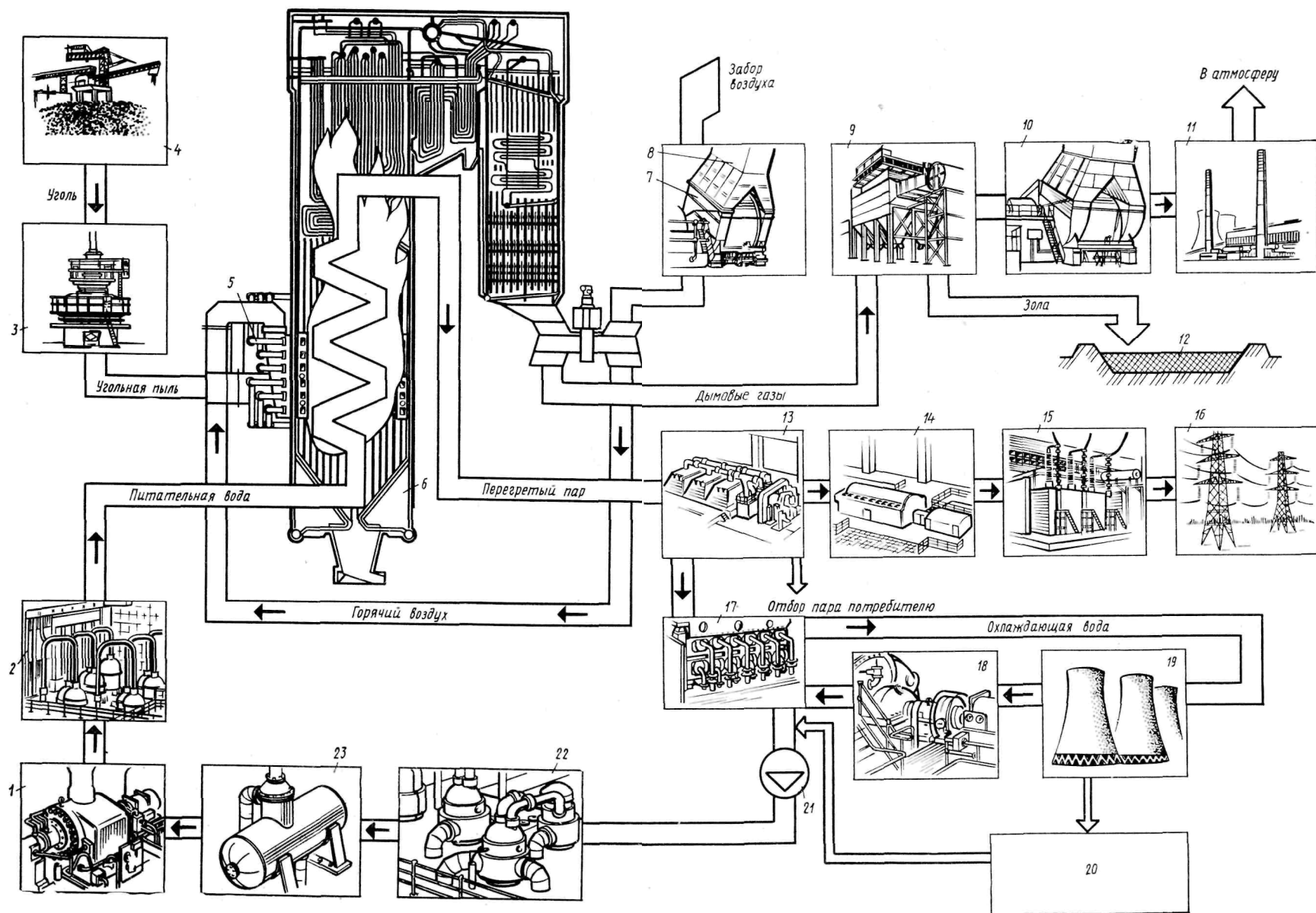


Рисунок 1 Технологическая схема производства энергии на ТЭС

Потребление электрической энергии.

Характерной особенностью электрических станций является строгое соответствие производства электрической энергии и теплоты ее потреблению. Поэтому для обеспечения надежной работы электростанции необходимо знать потребление энергии во времени, графическое изображение которого в плоской системе координат (рисунок 2) называют *графиком нагрузки*. Различают суточные, месячные и годовые графики нагрузок.

Форму графика нагрузки в значительной степени определяет вид энергопотребления. Промышленное энергопотребление за счет одно- и двухсменных предприятий снижается ночью и частично в вечернее время. Коммунально-бытовое потребление энергии значительно утром и вечером, причем в вечернее время пик нагрузки более продолжителен. Интенсивность транспортных перевозок по городским электрическим магистралям имеет явно выраженный пиковый характер в утренние и предвечерние часы. Уличное освещение имеет максимум ночью, когда другие нагрузки незначительны по сравнению с дневными. Суточные графики сельскохозяйственного потребления энергии характеризуются относительно равной нагрузкой при сезонном изменении ее абсолютной величины. *График суточных* нагрузок получается почасовым сложением всех потребителей обслуживаемого района за типично летние (июнь) и зимние (декабрь) сутки. Зимний график (рисунок 2, а) имеет два пика, летний (рисунок 2, б) - три. Летние нагрузки меньше по абсолютной величине.

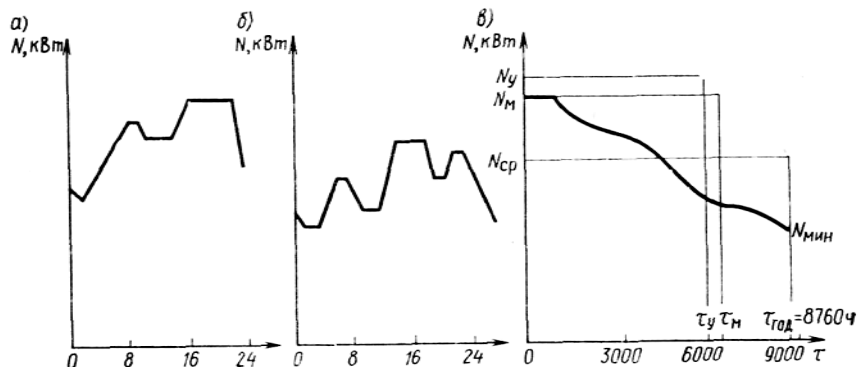


Рисунок 2. Графики нагрузок электростанции в течение зимних (а) и летних (б) суток и года (в)

В *годовом графике* нагрузок (рисунок 2, в) по оси абсцисс откладывается продолжительность нагрузки t в часах за год ($\tau_{\text{год}} = 8760$ ч), а по оси ординат — нагрузка N , кВт. Продолжительность в течение года какой-либо нагрузки определяют суммированием ее длительности за 210 зимних суток и 155 летних суток (для широты Москвы). Площадь под кривой графика годовой продолжительности определяет суммарную годовую потребность в электроэнергии W_s . Если эту площадь представить прямоугольником со стороной $\tau_{\text{год}} = 8760$ ч, то другая сторона даст *среднюю годовую нагрузку* $N_{\text{ср}}$, кВт. Если при таком представлении за сторону прямоугольника взять максимально требуемую мощность N_m , то его другая сторона будет эквивалентна числу часов τ_m использования в год максимальной мощности. С учетом изложенного потребность в электроэнергии определяется выражением:

$$W_s = \int_{\tau=0}^{\tau_{\text{год}}} N d\tau = N_{\text{ср}} 8760 = N_m \tau_m.$$

Годовой график месячных максимумов (рисунок 3) имеет седлообразный характер со значительным снижением абсолютных величин нагрузок в летние месяцы. Образующаяся разность между установленной мощностью N_y электростанции и

требуемой текущей величиной нагрузки используется для вывода части оборудования в ремонт.

Отношение количества выработанной электроэнергии за год W_y к установленной мощности электростанции N_y называют *числом часов использования установленной мощности* τ_y (см. рисунок 2, в), а отношение $\tau_y/\tau_{\text{год}}$ — *коэффициентом использования установленной мощности* k_u .

$$\tau_y = W_y / N_y; \quad k_u = \tau_y / 8760 = N_{\text{ср}} / N_y.$$

Для обеспечения необходимой надежности в энергоснабжении установленная мощность электростанции N_y должна превышать максимальную мощность N_m , требуемую потребителем, на величину резерва. Отношение $k_p = N_y / N_m$ называют коэффициентом резерва. Он характеризует установленную на электростанции избыточную мощность и играет важную роль при экономическом анализе энергопроизводства.

Различают горячий (вращающийся), холодный и ремонтный резервы. Под *горячим* резервом понимают запас мощности, который можно реализовать, подгрузив или перегрузив в разрешенных пределах работающее оборудование. *Холодный* резерв составляет мощность

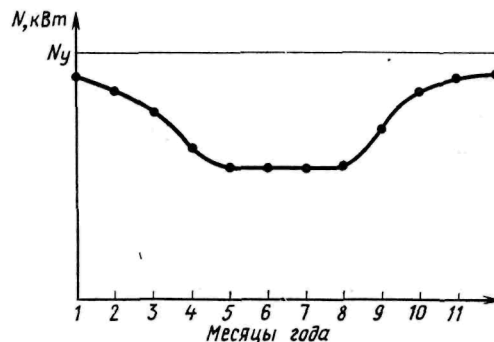


Рисунок 3. Годовой график месячных максимумов

имеющихся на электростанции и готовых к работе агрегатов, для запуска которых требуется определенное время. Ремонтный резерв составляют агрегаты, работающие вместо выведенного в плановый ремонт оборудования.

Невозможность хранения электрической энергии определяет непрерывное равенство ее выработки и потребления. Для покрытия плановой нагрузки потребителей составляются графики работы электростанций. Если электростанция работает в энергетической системе, то ее электрическая нагрузка определяется графиком, задаваемым этой системой. Большинство энергосистем состоит из разнотипных агрегатов. Для каждого значения суммарной мощности, потребляемой в энергосистеме, существует оптимальное распределение нагрузки между агрегатами, обеспечивающее наивысшую экономичность выработки электроэнергии. Возникающие неплановые отклонения нагрузок распределяются между электростанциями и отдельными агрегатами. Таким образом, плановые и неплановые изменения нагрузки потребителей вызывают работу значительной части энергетического оборудования в переменных режимах, включающих работу на пониженных нагрузках, полный останов в ночные часы, перегрузку в периоды максимального потребления и др. Одним из путей повышения экономичности выработки электроэнергии при переменных нагрузках является использование высокоманевренного оборудования.

Под *маневренностью ТЭС* понимают способность поддерживать и выполнять график электрической нагрузки. Маневренность включает в себя следующую совокупность технико-экономических характеристик оборудования: скорость изменения нагрузки, диапазон изменения мощности, способность быстрого пуска и останова, приемлемую экономичность работы при частичных нагрузках.

Допустимые скорости изменения нагрузки зависят от изменения температурного режима отдельных элементов и деталей оборудования и возникающих в связи с этим температурных напряжений, которые, действуя совместно со статическими напряжениями, не должны превышать допустимых значений. Скорость нагружения энергоблока определяется как турбиной, так и котлом, а турбины — в основном способом регулирования ее мощности. Допустимая скорость изменения нагрузки котла зависит от его типа.

Диапазон изменения нагрузки характеризуется минимальной нагрузкой энергоблока, которая определяется в основном котлом и зависит от его типа, конструкции топки, вида сжигаемого топлива. Барабанные котлы на газе или мазуте допускают снижение нагрузки до 20% от номинальной, а прямоточные — до 40...50%.

При частичных нагрузках в диапазоне 50...100% от номинальной экономичность энергоблока снижается в основном из-за уменьшения КПД турбоустановки. При снижении нагрузки менее 50% от номинальной существенно уменьшается КПД котла и относительно возрастает расход электроэнергии на собственные нужды.

Основными пусковыми характеристиками оборудования являются продолжительность пуска и расход топлива на пуск. Они зависят от пусковой схемы, исходного теплового состояния оборудования и его конструкции, параметров пара, способов пуска и останова. Расход топлива на пуск, например блока 300 МВт, может достигнуть 120...150 т.

В каждом графике нагрузки различают базовую, полупиковую (слабопеременную) и пиковую (резкопеременную) части. В *базовой части графика* нагрузки работают наиболее экономичные ТЭС, АЭС и ГЭС в период сброса паводковых вод. Для этих электростанций использование максимума нагрузки составляет 6000... 7500 ч в год. Для агрегатов, покрывающих слабопеременную и пиковую части нагрузки, это число составляет соответственно 2000 ... 6000 и 500 ... 2000 ч в год. Причем слабопеременная и пиковая части нагрузки с развитием электроснабжения увеличивают свой удельный вес, а отношение минимальной нагрузки N_{min} к максимальной N_m (см. рисунок.2, в) имеет тенденцию к снижению. В связи с этим возникла необходимость перевода в полупиковый режим существующих КЭС и ТЭЦ, ранее работавших в базовой части. Но эти станции не в состоянии обеспечить полностью покрытие переменного графика электрической нагрузки, и поэтому разработаны и вводятся в эксплуатацию специальные *полупиковые и пиковые* агрегаты, обладающие высокими маневренными характеристиками и способные поддерживать и выполнять любые графики нагрузок. Кроме того, используются другие способы покрытия пиков электрических нагрузок: использование резерва мощности и временных перегрузок паротурбинных блоков, работающих в режимах частых пусков и остановов; использование ГЭС; применения гидроаккумулирующих станций и др.

Тепловая схема ТЭС на органическом топливе.

Различают полную и принципиальную тепловую схему ТЭС. Полная тепловая схема включает все имеющееся оборудование, соединяющее его линии и арматуру. Принципиальной тепловой схемой ТЭС называют схематическое изображение совокупности основного теплового оборудования (паровые котлы, турбины, конденсаторы, теплообменники и др.), соединенного трубопроводами, транспортирующие основные потоки теплоносителей (пара и воды). В этой схеме не изображается резервное и однотипное оборудование, дублирующие линии, вспомогательное оборудование, трубопроводы, арматуру.

В качестве примера рассмотрим принципиальную тепловую схему конденсационной электростанции с мощным энергетическим блоком, состоящим из прямоточного парового котла 1 (рисунок 4) и пятицилиндровой турбины 3 + 4 + 5 + 6, механически связанной с генератором 7. После пароперегревателя котла 2 свежий пар поступает во внутренний корпус 3 цилиндра высокого давления (ЦВД), где срабатывается часть теплоперепада, а затем переходит во внешний корпус ЦВД 4, в котором происходит

его дальнейшее расширение. После подогрева в промежуточном подогревателе 33 пар направляется в двухпоточный цилиндр среднего давления (ЦСД) 5, затем — в три двухпоточных цилиндра низкого давления (ЦНД) 6. После расширения в проточной части турбины пар поступает в конденсатор 8, где за счет охлаждения циркуляционной (охлаждающей) водой 9, превращается в жидкость-конденсат, который насосами 10 прокачивается через обессоливающую установку 11 и далее насосом 12 через теплообменники 31...15 и 17... 19 подается в деаэратор 20. Жидкость, протекающую на участке от конденсатора до деаэратора, принято называть конденсатом, а после удаления из нее агрессивных газов на участке от деаэратора до котла — питательной водой.

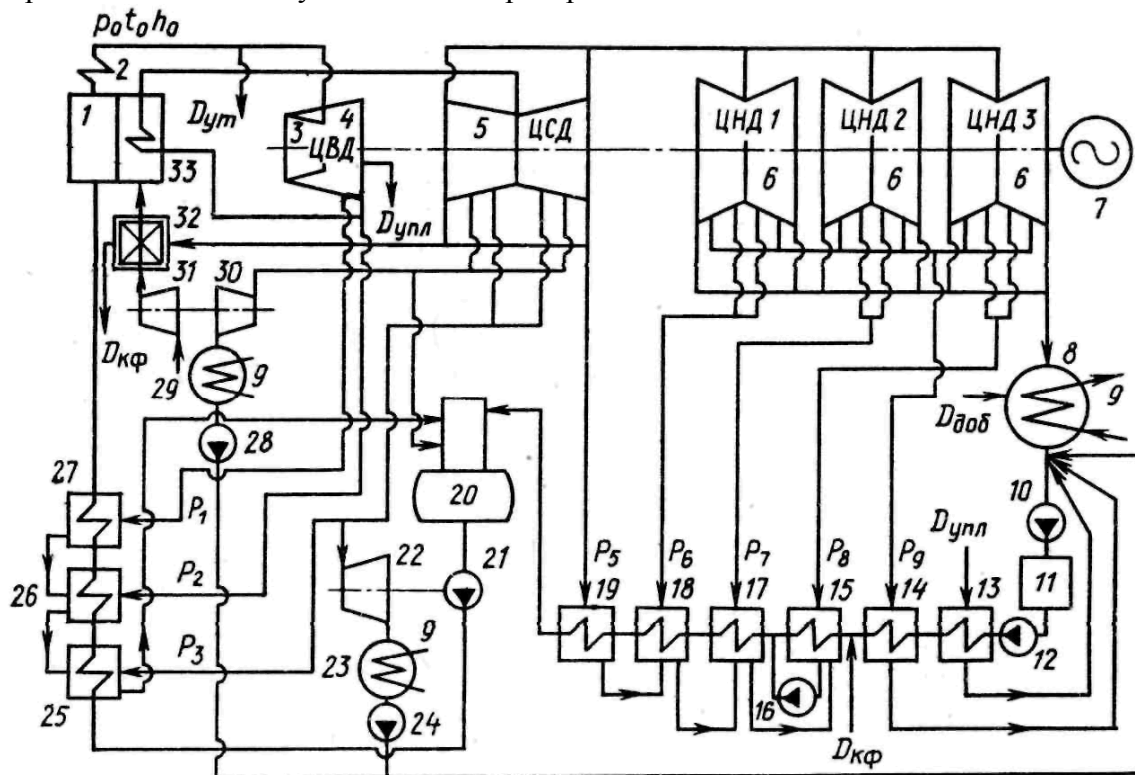


Рисунок 4. Принципиальная тепловая схема КЭС:

$D_{ут}$ — утечки пара; $D_{кф}$ — конденсат греющего пара калорифера; $D_{упл}$ — утечки пара через уплотнения турбины; $D_{доб}$ — добавочная вода

Питательная вода насосом 21 через регенеративные подогреватели высокого давления 25...27 подается в котел 1. Питательный насос 21 приводится в действие вспомогательной турбиной 22 со сбросом отработавшего пара в собственный конденсатор 23. Конденсат специальным насосом 24 подается во всасывающую линию конденсатного насоса 10.

Система регенеративного подогрева питательной воды имеет восемь ступеней подогрева. В подогреватели высокого давления 25...27 пар поступает из ЦВД и ЦСД турбины, а в подогреватели низкого давления — в основном из отборов ЦНД. Конденсат этого пара в системе регенерации высокого давления каскадно (последовательно) сливается из одного подогревателя в другой, а затем в деаэратор. В системе регенерации низкого давления каскадный слив осуществляется до второго по ходу конденсата подогревателя 15. После него специальный (сливной) насос 16 возвращает конденсат в линию основного конденсата, поступающего в подогреватель 17. Из подогревателя 14 конденсат греющего пара сливается во всасывающую линию конденсатного насоса 10. Перед поступлением в систему регенерации конденсат нагревают подогревателем 13, куда направляются протечки пара через лабиринтовые уплотнения турбины, условно показанные из ЦВД.

Воздух, необходимый для горения, воздуходувкой 31 через калориферы 32 подается в воздухоподогреватель котла. На калорифер пар поступает из регенеративного отбора, а его конденсат подается в линию основного конденсата между подогревателями 14 и 15. Привод воздуходувки осуществляется вспомогательной турбиной 30, имеющей собственный конденсатор 29. Пар на эту турбину поступает из отбора ЦСД, а конденсат насосом 28 подается во всасывающую линию насоса 10.

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбиной, имеющей два регулируемых отбора, приведена на рисунке 5. Пар из котла 1 через пароперегреватель 2 поступает в турбину, имеющую часть высокого давления 3, среднего 4 и низкого 5. После расширения в проточной части турбины пар поступает в конденсатор 6, охлаждаемый циркуляционной водой 7. Образующийся конденсат конденсатным насосом 8 прокачивается через тракт системы регенерации низкого давления в деаэратор 24, обогреваемый паром из ЦВД турбины. Смешивающиеся в деаэраторе потоки образуют питательную воду, которая питательным насосом 25 через подогреватели 28...30 тракта системы регенерации высокого давления подается в котел.

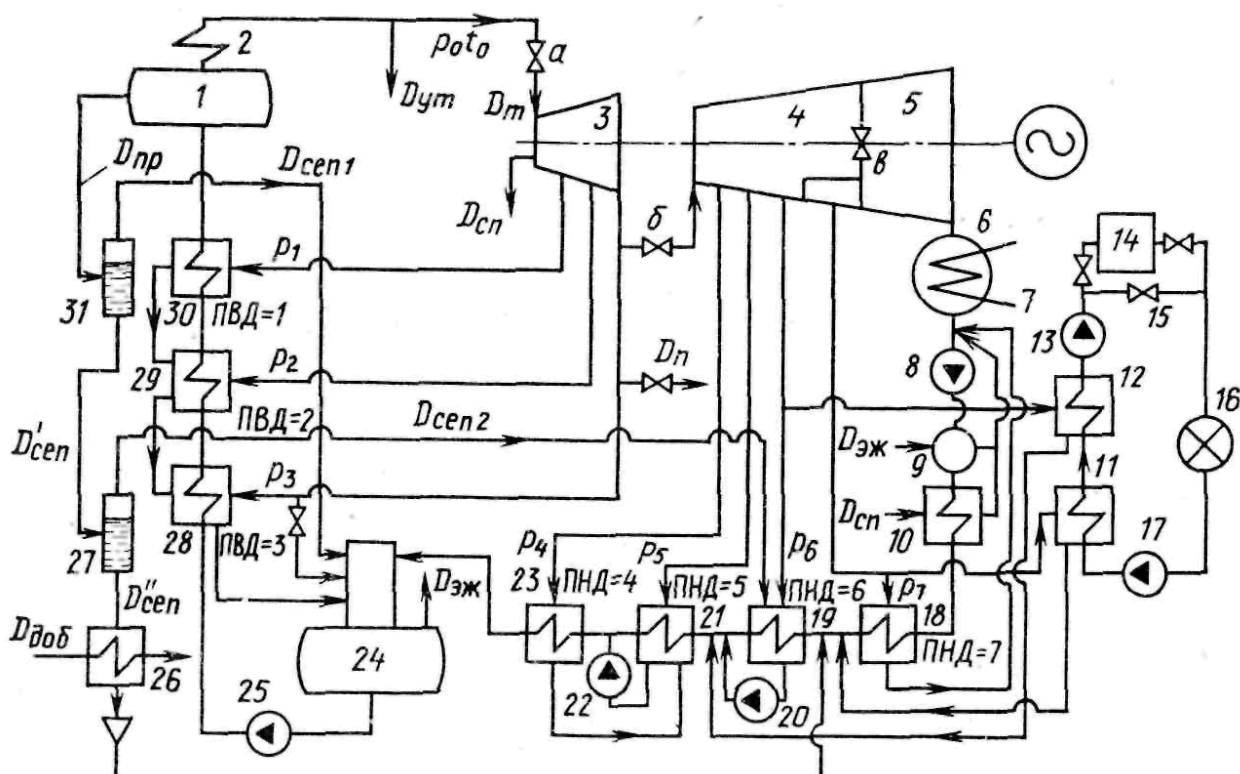


Рисунок 5. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ:

$D_{ут}$ — утечки пара; $D_{пр}$ — продувка котла; $D_{сеп1}$, $D_{сеп2}$ — пар из сепаратора; $D'_{сеп}$ — продувка сепаратора; $D''_{сеп}$ — утечка воды из сепаратора; $D_{доб}$ — добавочная вода; $D_{п}$ — пар потребителю; $D_{сн}$ — утечки пара через уплотнения турбины; $D_{эж}$ — пар на эжектор

Система регенерации состоит из 7 подогревателей. Из подогревателей высокого давления 28...30 конденсат греющего пара каскадно сливается в деаэратор 24. В тракте до деаэратора каскадный слив выполнен только из подогревателя 23 в подогреватель 21, после которого сливной насос 22 подает конденсат в линию между этими подогревателями. В эту же линию сливным насосом 20 подается конденсат греющего пара из подогревателя 19. Из подогревателя 18 конденсат подается во всасывающую линию конденсатного насоса 8.

Тракт системы регенерации низкого давления содержит сальниковый подогреватель 10 и охладитель эжекторного пара 9, утилизирующие низкопотенциальные протечки пара $D_{сн}$ через лабиринтовые уплотнения турбины и паровоздушной смеси $D_{эж}$ из эжектора. Конденсат из этих подогревателей поступает к конденсатному насосу 8.

В рассматриваемой тепловой схеме предусмотрена двухступенчатая утилизация теплоты продувочной воды в расширителях непрерывной продувки 31, 27, которые по пару соединены с соответствующими по давлению точками тепловой схемы, а засоленная вода через теплообменник 26, подогревающий добавочную воду, сбрасывается в канализацию.

Предусмотрено регулирование расхода пара в турбину. Регулирующими органами б и в можно изменять расход пара в регулируемые отборы ЦВД 3 и ЦВД 4. Пар из отбора ЦВД 3 поступает на производство D_n , на деаэратор и в подогреватель 28. Пар из отбора ЦВД 4 поступает в систему регенерации и на сетевую установку 11, 12.

Сетевая установка предназначена для отпуска потребителю 16 теплоты на нужды отопления и горячего водоснабжения. Сетевая вода прокачивается через подогреватели 11, 12 сетевыми насосами первого 17 и второго 13 подъема и через перемышку 15 поступает к потребителю 16. В сетевой установке ступенчатый подогрев воды вызван необходимостью качественного (ступенчатого) регулирования температуры и, следовательно, количества теплоты, отпускаемой потребителю, при неизменном расходе воды. При низких наружных температурах воздуха имеется возможность догревать воду в пиковом водогрейном котле 14. Конденсат греющего пара из сетевых подогревателей 11, 12 сливается в соответствующие по температуре точки тепловой схемы.

Рассмотренные принципиальные тепловые схемы являются типовыми. Содержание в них элементов может варьироваться на конкретных ТЭС, а схемы их включения в основной тракт и взаимосвязь с другими элементами определяются условиями экономичности, надежности, ремонтпригодности, удобства в эксплуатации и другими условиями.

Оборудование ТЭС

Оборудование на паротурбинных ТЭС разделяют на основное и вспомогательное. К *основному оборудованию* относят паровые котлы, турбины, конденсаторы, теплообменники, электрические генераторы. *Вспомогательное оборудование* включает систему технического водоснабжения, насосы, тягодутьевые установки, механизированные склады твердого топлива, системы пылеприготовления, золоулавливания и золоудаления, для подготовки добавочной воды и очистки конденсатора и др.

Насосное оборудование. В тепловую систему ТЭС входят конденсаторные, сливные, питательные, бустерные и циркуляционные насосы.

Через *циркуляционные насосы* КЭС (см. рисунок 4) проходят большие потоки охлаждающей воды для создания кратности охлаждения в конденсаторе 40...60 кг/кг. При этом не требуется большого напора, так как сброс воды после конденсатора осуществляется чаще всего по самотечным каналам. Этим условиям удовлетворяют пропеллерные вертикальные насосы, в которых регулирование производительности осуществляется поворотом лопастей.

На ТЭЦ потоки пара в конденсатор малы, количество охлаждающей воды незначительно и в качестве циркуляционных насосов применяют центробежные (радиальные) насосы.

Конденсатные насосы 10 (см. рисунок 4), 8 (см. рисунок 5) должны обеспечить напор, достаточный для преодоления сопротивления тракта системы регенерации низкого давления и предназначены для подачи конденсата в основную линию.

Сетевые насосы, перекачивающие воду к потребителю теплоты, выполняются, как правило, в виде двух групп 13 и 17 (см. рисунок 5). Вторая группа насосов работает на обратной сетевой воде и имеет напор, необходимый для преодоления сопротивления сетевой установки. Напор сетевых насосов первой группы зависит от длины трубопроводов, рельефа местности. По абсолютной величине он значительно больше, чем у насосов второй группы.

Все перечисленные насосы ТЭС имеют электропривод и, как правило, выполняются без регулирования частоты вращения.

Наиболее сложны в исполнении и эксплуатации *питательные насосы*, предназначенные для подачи воды в котел. Значительное давление воды на выходе обеспечивается многоступенчатой конструкцией проточной части насоса, а большая производительность и компактность — выполнением насоса быстроходным. Кроме того, питательный насос должен быть регулируемым для обеспечения работы котла во всем диапазоне нагрузок. Приводом питательных насосов может быть электродвигатель или паровая турбина. Мощности современных энергетических блоков таковы, что на привод питательных насосов требуется тратить 9...30 МВт. На такие мощности нет электродвигателей и поэтому в качестве приводного агрегата применяются паровые турбины 22 (см. рисунок 4).

Вода поступает в питательный насос из деаэратора, где подогревается до температуры насыщения при его рабочем давлении. Перекачка такой воды может сопровождаться нежелательными явлениями: кавитацией и запариванием. *Кавитация* возникает при понижении давления на входе в насос, когда перекачиваемая вода оказывается перегретой. Это состояние нестабильно и при любом динамическом воздействии вода частично вскипает, образуя паровую и жидкую фазу. При последующем повышении давления паровые пузырьки конденсируются и в результате образуются ударные волны, которые являются причиной вибрации, шума, снижения КПД насоса. При длительной работе насоса в таком режиме рабочий орган может разрушиться. С появлением в перекачиваемой жидкости полостей, заполненных паром, связано явление *запаривания* насоса, когда пузырьки пара объединяются в большой пузырь, который полностью или частично перекрывает живое сечение канала, и подача рабочей среды прекращается.

Современные насосы для перекачивания нагретых жидкостей проектируются с учетом этих явлений и возникновение запаривания в нем маловероятно. Появление кавитации все же возможно из-за наличия в рабочем канале местных понижений давления за острыми кромками, при плохом обтекании, дефектах обработки деталей. Для предотвращения кавитационных явлений повышают давление питательной воды на входе в насос до значений, исключающих кавитацию. Раньше это достигалось установкой деаэраторов на отметках, более высоких по отношению к питательным насосам. Теперь таким путем обеспечить противокавитационный запас давления не удастся, так как питательные насосы размещают на отметке 4...6 м по высоте, а расположение деаэраторов ограничивают отметками 14...20 м. В этих условиях создание противокавитационных запасов давления обеспечивается подкачивающим (*бустерным*) насосом, располагаемым между деаэратором и питательными насосами. Эти насосы имеют отдельный электропривод, либо привод от турбины питательного насоса через редуктор. В последнем случае бустерные насосы составляют неотъемлемую часть питательных насосов.

Подогреватели. В тепловой схеме ТЭС используются регенеративные подогреватели высокого и низкого давлений и сетевые подогреватели 11, 12 (см. рисунок 5).

Подогреватели низкого давления (ПНД) чаще всего выполняются поверхностными. Они могут быть также горизонтальными. Обычно так выполняются сетевые подогреватели для отпуска большого количества теплоты, нуждающиеся в развитой поверхности нагрева.

Подогреватели высокого давления (ПВД) пропускают через себя все количество питательной воды. Параметры греющей и нагреваемой сред различаются. Все это предъявляет к подогревателям ряд требований, усложняющих их конструкцию, увеличивающих габариты и вызывающих необходимость дополнения их устройствами специального назначения. На рисунке 6, а показана конструкция ПВД с коллекторной системой. В корпусе расположена трубная система нагревателя, состоящая из четырех

вертикальных стояков-коллекторов, между которыми расположены нагревательные спирали, и вертикальной центральной отводящей трубы. Внутри стояков установлены перегородки и дроссельные шайбы, обеспечивающие движение питательной воды, показанное на рисунке 6, б стрелками.

Греющий пар поступает в подогреватель по трубопроводу сверху и движется навстречу нагреваемой питательной воде. Паровое пространство подогревателя, занятое греющим паром, конструктивно разделено на три зоны: верхняя зона, куда поступает наиболее горячий пар, называется охладителем пара, средняя — собственно подогревателем, где происходит конденсация пара, и нижняя — охладитель конденсата.

В охладителе пара питательная вода отбирает от поступающего пара теплоту перегрева. Для этого в паровом пространстве охладителя расположено множество перегородок, которые обеспечивают длительный контакт перегретого пара и питательной воды.

Пройдя охладитель, пар поступает в собственно подогреватель, где происходит конденсация пара и передача теплоты конденсации питательной воде. Образующийся конденсат имеет температуру насыщения, которая значительно выше температуры поступающей питательной воды. Поэтому для более полного использования теплоты конденсата он направляется в охладитель конденсата. Охлажденный конденсат направляется либо в подогреватель с более низким давлением, либо в деаэрактор.

Регенеративные подогреватели обязательно снабжают указателями уровня конденсата греющего пара, системами сигнализации и защиты от превышения его уровня. Заполнение подогревателя водой может привести к ее попаданию в турбину, что неизбежно вызовет тяжелую аварию. Особенно опасно переполнение подогревателя высокого давления, которое может быть следствием разрыва трубок питательной воды.

Водоснабжение. Основными потребителями воды на ТЭС являются конденсаторы паровых турбин (для этой цели расходуется 92...96% общего количества воды), газоохладители электрических генераторов (2...4%), маслоохладители (1...2%), система охлаждения подшипников вращающихся механизмов (0,3...0,8%), гидротранспорт воды и шлака (0,1 ... 0,4%), водоподготовка (0,05 ... 0,8%). Применяются прямоточная, обратная и смешанная система водоснабжения. Наиболее простой является прямоточная система водоснабжения. Она предполагает наличие в районе электростанции естественного источника воды (реки, озера, моря) с дебитом, в три-четыре раза превышающем потребность в охлаждающей воде. Вода поступает на электростанцию по водопроводам или специальному каналу, а затем циркуляционными насосами подается к конденсаторам турбин и другим потребителям. Сброс воды происходит под остаточным давлением теми же насосами ниже по течению (если водоисточником является река) или в удаленное от водозабора место (если озеро или море).

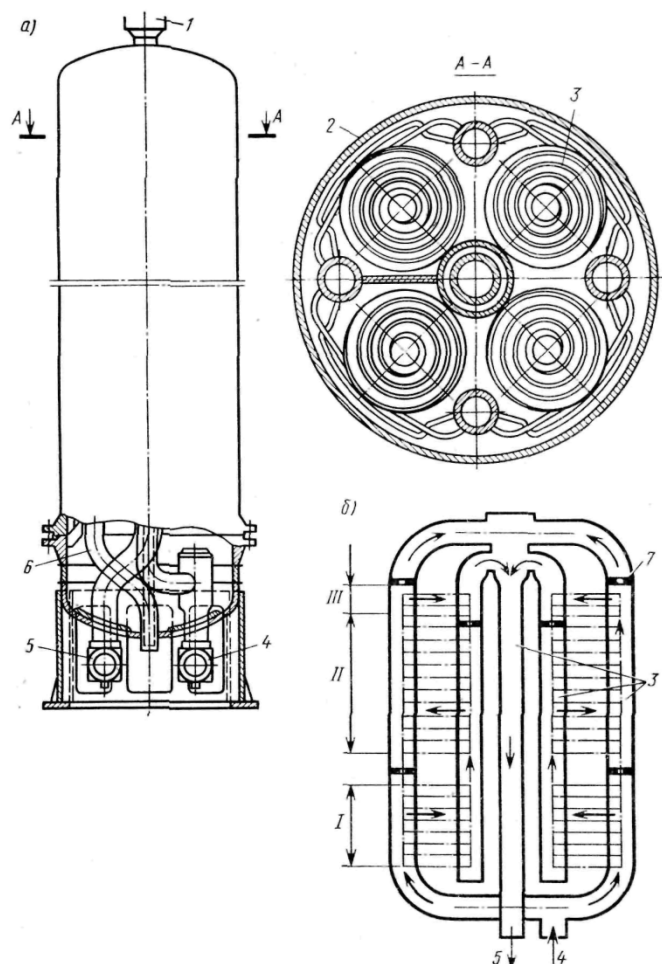


Рисунок 6. Регенеративный подогреватель (а) высокого давления и схема движения питательной воды (б):

1 — подвод греющего пара; 2 — корпус; 3 — коллекторы питательной воды; 4, 5 — подвод и отвод питательной воды; 6 — отвод конденсата греющего пара. 7 — дроссельная шайба;

I, II, III — первый, второй и третий ходы питательной воды.

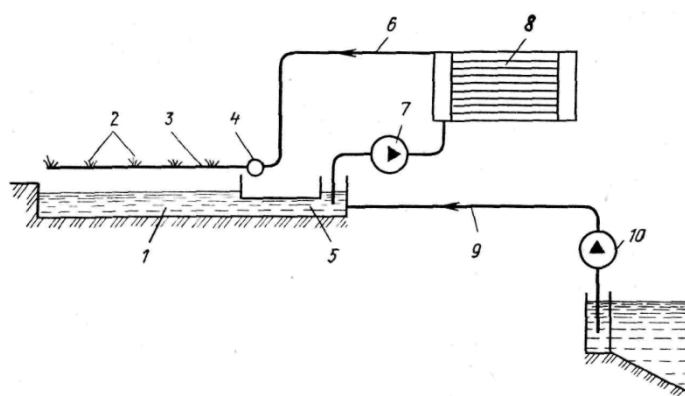


Рисунок 7. Система обратного водоснабжения с брызгальной установкой: 1 - водосборный бассейн; 2 - разбрызгивающие сопла; 3 - распределительный трубопровод; 4 — коллектор; 5 — подводящий канал; 6 — напорный трубопровод нагретой воды; 7 — циркуляционный насос; 8 — конденсатор турбины; 9 — трубопровод добавочной воды; 10 — насос добавочной воды

При отсутствии источника воды с большим дебитом один и тот же запас воды используется многократно. Такую систему водоснабжения называют *обратной*. В нее входят охладитель воды, подводящие и сбросные водопроводы и циркуляционные насосы.

В качестве охладителей используются водохранилища-охладители, брызгальные бассейны и градирни.

Охлаждение воды в водохранилищах происходит за счет частичного ее испарения и конвективного теплообмена. Забор и сброс воды для нужд электростанции производится в удаленных друг от друга местах водоема. Достоинствами *водохранилищ-охладителей* являются малый расход воды на возмещение ее потерь, низкая температура воды зимой, хорошие условия водозабора. Недостатком таких схем являются большие площади, требующиеся для охлаждения воды (ориентировочно 8...10 м² на 1 кВт установленной мощности), необходимость сооружения плотины.

Искусственный охладитель выполняется в виде *брызгальных устройств* (рисунок 7). Разбрызгивание воды в них происходит посредством сопел за счет напора насосов. На 1 кВт установленной мощности нужно 0,1...0,2 м² площади бассейна. Достоинством брызгальных бассейнов является простота конструкции и небольшая стоимость, а недостатками — меньший по сравнению с водохранилищами-охладителями эффект охлаждения, больший унос воды, что приводит к увлажнению, а в зимнее время — к обледенению местности в радиусе до 200 м.

Часто в качестве охладителей в системе оборотного водоснабжения используют *градирни* (рисунок 8), что позволяет повысить компактность сооружений электростанции. Бывают градирни и с искусственной тягой, где более интенсивное движение воздуха достигается с помощью вентилятора. Охлажденная вода бассейна 4, расположенного в основании градирни поступает к циркуляционным насосам, которыми прокачивается через конденсаторы и возвращается в оросительное устройство.

Основным достоинством градирен по сравнению с водохранилищами - охладителями является компактность при хорошем эффекте охлаждения. Удельная площадь градирен составляет 0,01 ... 0,02 м²/кВт.

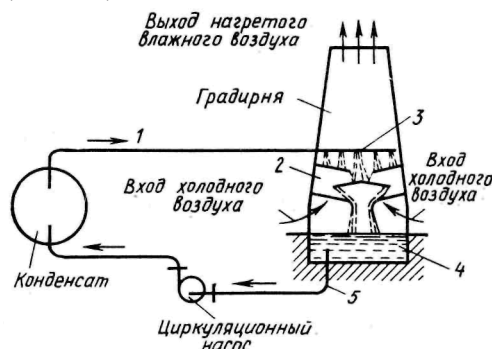


Рисунок 8. Система оборотного водоснабжения с градирней:

1,5 — подвод и отвод охлаждающей воды; 2 — оросительное устройство, 3 — распределительный желоб; 4 — сбросной бассейн охлаждающей воды.

Топливное хозяйство. Топливное хозяйство ТЭС служит для разгрузки, хранения, транспортировки и приготовления к сжиганию поступающего на электростанцию топлива. На современных электростанциях обслуживают топливное хозяйство до 20% всего персонала ТЭС.

Структура топливного хозяйства и применяемое оборудование зависят от вида топлива. Наиболее сложным и дорогим является хозяйство для сжигания твердого топлива (рисунок 9).

Уголь на ТЭС обычно доставляется железнодорожным транспортом. Вагоны с топливом разгружаются в разгрузочном устройстве 1. Для обеспечения нагрузки топлива имеются размораживающие устройства, вагоноопрокидыватели, механические рыхлители, вибраторы. Уголь попадает в приемные бункера, закрытые сверху решетками. Задержанные решеткой крупные куски измельчаются специальными устройствами. Из бункеров ленточными питателями уголь подается на конвейер 2, которым доставляется в узел пересыпки 3 и далее с помощью конвейера 4 — в дробильный корпус 5. После

A detailed technical drawing of a mechanical assembly, likely a part of a machine tool or a transport system. The drawing shows a side view of the assembly with various components labeled with numbers 1 through 14. The assembly includes a horizontal shaft (1) with a pulley (2) at one end. A vertical shaft (3) is connected to the horizontal shaft via a coupling (4). The vertical shaft (3) is supported by a bearing (12) and a base (10). A horizontal beam (5) is connected to the vertical shaft (3) via a coupling (13). The beam (5) is supported by a base (10) and a vertical support (11). A horizontal shaft (6) is connected to the beam (5) via a coupling (7). The shaft (6) is supported by a bearing (8) and a base (10). A horizontal shaft (9) is connected to the shaft (6) via a coupling (14). The shaft (9) is supported by a bearing (12) and a base (10). The drawing also shows a cross-section of the shaft (9) at the bottom, indicating its internal structure.

Из дробильного корпуса уголь, минуя мельницы, может также поступать через конвейер 8 на склад, где он грейферным краном-перегрузателем 6 укладывается в штабеля 7. Емкость складов угля равна 30-суточному расходу его котлами электростанции. Если электростанция размещена на расстоянии до 100 км от места добычи угля, емкость склада уменьшается вдвое. Срок хранения бурых и каменных углей с выходом летучих веществ более 13% не превышает полугода, тощих углей — до 1 года, антрацита — до 2 лет. Со склада уголь по конвейерам 13 или 5 поступает в узел пересыпки 4 и далее в дробильное помещение 12.

Простейшая принципиальная схема газовоздушного тракта ТЭС приведена на рисунке 10. Воздух к котлу 2 подается дутьевым вентилятором 3, создающим необходимый напор для преодоления максимального сопротивления воздушного тракта. Причем после воздухоподогревателя 7 поток воздуха разделяется на две части: первичный, поступающий в систему пылеприготовления 1 в качестве сушильного агента и через дроссель 9 для транспортировки топлива в топку, и вторичный, направляемый через дроссель 8 непосредственно к устройствам для сжигания топлива. Продукты сгорания топлива охлаждаются в воздухоподогревателе 7, очищаются от золы в золоуловителях 4 и дымососом 5 выбрасываются через дымовую трубу 6 в атмосферу. Удаление продуктов сгорания может в отдельных случаях производиться за счет естественной тяги дымовой трубы.

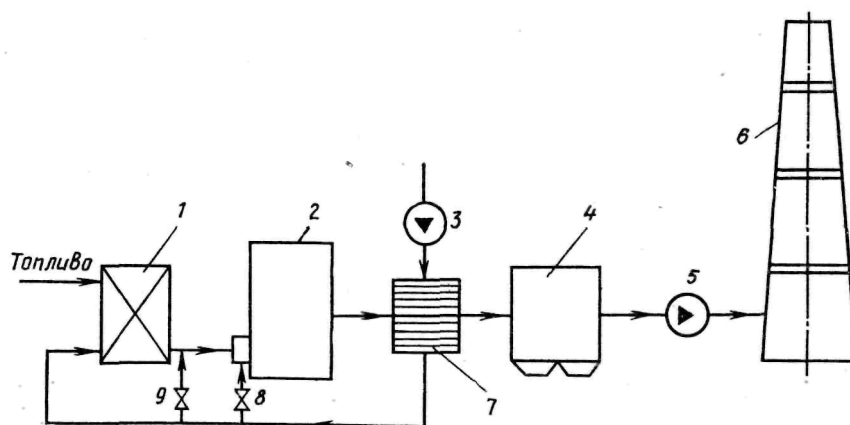


Рисунок 10. Принципиальная схема газовоздушного тракта.

Напор, который должна развивать тягодутьевая машина, определяется аэродинамическим сопротивлением соответствующего тракта. Максимальное сопротивление воздушного тракта складывается из сопротивления воздухопроводов, воздухоподогревателя и устройств для сжигания топлива. Сопротивление газового тракта включает в себя сопротивление всех его участков, начиная с верхней части топки и кончая дымовой трубой.

Расчетная производительность дутьевого вентилятора (подача) определяется количеством воздуха, необходимого для горения, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке, присосов воздуха и утечек в тракте. Расчетная производительность дымососа определяется количеством продуктов сгорания с учетом присосов воздуха.

Выбор тягодутьевых машин производится с запасом 10% по производительности и 15...20% — по напору по отношению к значениям, определяемым при расчете котла.

Трубопроводы и арматура. Трубопроводы электростанций служат для перемещения рабочего тела между отдельными агрегатами технологической схемы. Трубопроводы состоят из труб и средств соединения их между собой, фасонных частей, защитных устройств и встроенных элементов контрольно-измерительных приборов, опор, подвесок и опорных конструкций.

Во время работы элементы трубопроводов подвергаются растягивающим усилиям от давления транспортируемой среды, изгибающим напряжениям от веса собственно конструкции, транспортируемого рабочего тела и изоляции, а также изгибающим усилиям от теплового расширения.

Для стационарных трубопроводов применяются холоднотянутые, горячекатаные и сварные трубы, выполненные, как правило, из стали с необходимыми легирующими добавками. Трубы соединяются между собой или другими элементами преимущественно сваркой, а в отдельных случаях с помощью фланцевых соединений.

Трубопроводы имеют фасонные части: отводы, тройники и крестовины, переходы, компенсаторы. Для низких параметров теплоносителя используются линзовые или сальниковые компенсаторы, а для высоких параметров исключительное применение имеют П- и лирообразные компенсаторы. На каждом трубопроводе имеются устройства, обеспечивающие возможность его правильного заполнения, прогрева, опорожнения (воздушники, дренажи).

Все трубопроводы, работающие при температурах выше 50°C в помещениях и выше 60°C вне их, изолируются материалами с теплоизоляционными свойствами, сохраняющимися при длительном воздействии высоких температур. На станциях трубопроводы имеют маркированную окраску и разметку в зависимости от рода рабочего тела, его параметров, состояния, направления движения.

Трубопроводная арматура разделяется на следующие виды:

запорную (краны, клапаны, задвижки, поворотные затворы), предназначенную для периодического включения или отключения потока рабочего тела;

регулирующую (регулирующие клапаны, клапаны, регуляторы уровня) для изменения или поддержания давления, температуры, уровня и расхода среды;

контрольную (пробно-спускные краны и указатели уровня) — для слежения за уровнем и наличием рабочего тела.

Арматура бывает с приводом (ручным, механическим, электрическим, электромагнитным, пневматическим либо гидравлическим) и автоматическая, действующая от самой рабочей среды или изменения ее параметров.

Контрольные вопросы:

1. Как классифицируются тепловые электрические станции? Расскажите технологическую схему производства электроэнергии и теплоты на тепловой электрической станции.

2. Каковы вид и значение графиков электрических и тепловых нагрузок ТЭС?

3. Какими показателями оценивается экономичность КЭС и ТЭЦ?

4. Расскажите о принципиальных тепловых схемах КЭС и ТЭЦ. Как покрываются пиковые нагрузки при отпуске теплоты от ТЭЦ?

5. Что включает в себя вспомогательное оборудование ТЭС? Его назначение и особенности работы.

6. Какие подогревательные установки используются в тепловой схеме ТЭС? Их назначение и устройство.

7. Дайте характеристику используемым на ТЭС схемам их технического водоснабжения, каково назначение и особенности топливного хозяйства ТЭС?

8. Каково влияние ТЭС на окружающую среду?

2.3 Лабораторная работа №4,5 (4 часа).

Тема: «Исследование работы тепловой электрической централи»

2.3.1 Цель работы: изучить ТЭЦ, используемые для теплоснабжения общественных, административных и промышленных зданий и сооружений.

2.3.2 Задачи работы:

1. Ознакомиться и оформить лабораторную работу.

2. Разобраться с устройством, работой и характеристиками ТЭЦ.

3. Защитить лабораторную работу.

2.3.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

Лабораторный практикум.

2.3.4 Описание (ход) работы:

На ТЭЦ энергия топлива сначала используется для производства электроэнергии, а затем менее ценная теплота применяется для нужд теплофикации. В тех случаях, когда прилегающие к тепловым электростанциям районы должны потреблять большие количества теплоты, целесообразнее использовать комбинированную выработку теплоты и электроэнергии, что мы и имеем на теплоэлектроцентралях. ТЭЦ работают по теплофикационному циклу. Этот вид электростанций предназначен для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплотой. Являясь, как и КЭС, тепловыми электростанциями, они отличаются от последних использованием отработавшего в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электроэнергии и теплоты достигается значительная экономия топлива по сравнению с отдельным энергоснабжением, т. е. выработкой электроэнергии на КЭС и получением теплоты в котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое распространение в районах (городах) с большим потреблением электроэнергии и теплоты. В настоящее время в России на ТЭЦ

производится 25...35 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Тепловая схема простейшей теплофикационной установки показана на рис. 3.1.

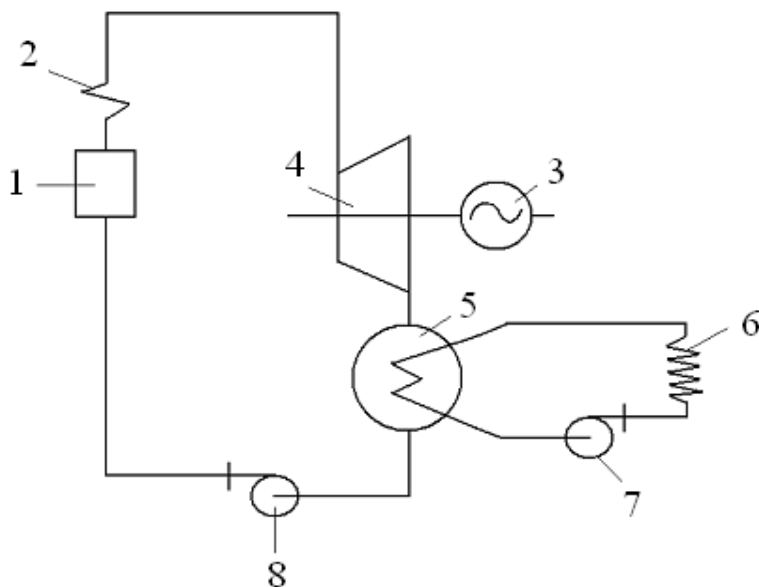


Рис. 3.1. Схема простейшей теплофикационной установки:
1 – котел; 2 – пароперегреватель; 3 – генератор; 4 – турбина;
5 – конденсатор; 6 – потребитель теплоты; 7, 8 – насосы

Охлаждающая вода под действием насоса 7 циркулирует по замкнутому контуру, в который включен потребитель теплоты.

Температура воды на выходе из конденсатора несколько ниже температуры конденсата, но достаточна для обогрева помещений. Конденсат забирается насосом 8 и после сжатия подается в котел 1. Охлаждающая вода нагревается за счет выделяющейся теплоты парообразования при конденсации пара и под напором, создаваемым насосом 7, поступает в отопительную систему 6. На выходе из отопительной системы охлажденная вода вновь поступает в конденсатор и в нем опять нагревается поступающим из турбины паром.

В теплофикационных установках используются турбины трех типов (табл. П1 приложения):

- с противодавлением $p_2 = 0,12 \dots 1,2$ МПа;
- ухудшенным вакуумом $p_2 = 0,05 \dots 0,09$ МПа;
- регулируемые отборами пара.

Турбины с противодавлением относительно просты, малогабаритны и дешевы, но применяются редко, поскольку количество вырабатываемой электроэнергии зависит от тепловых потребителей, весьма нестабильных.

Турбины с ухудшенным вакуумом при отсутствии тепловых потребителей могут работать с расширением пара до глубокого вакуума, как конденсационные, но выработка электроэнергии у них тоже зависит от расхода теплоты.

Только турбины с регулируемыми отборами не имеют отмеченных недостатков и могут свободно изменять тепловую и электрическую нагрузки, т. е. работать по свободному графику. Они в основном и применяются на ТЭЦ (турбины типа ПТ имеют производственный и отопительный отборы пара, типа Т – только отопительный отбор).

Особенности технологической схемы ТЭЦ показаны на рис. 3.2. Части схемы, которые по своей структуре подобны таковым на КЭС на рис. 3.2 не показаны. Основное отличие заключается в пароводяном контуре.

При расширении в турбине часть пара с давлением $p_{отб} = 0,9 \dots 1,2$ МПа отбирается

и отводится в сетевой пароводяной подогреватель СП, через который сетевым насосом СН прогоняется вода, используемая для отопления зданий и других нужд городского хозяйства и промышленных предприятий.

На производство пар подается, когда вблизи станции имеются промышленные предприятия, которым требуется пар для технологических процессов. Количество отбираемого от промежуточных ступеней турбины пара определяется потребностью тепловых потребителей в горячей воде и паре.

Использование для теплофикации частично отработавшего пара из промежуточных ступеней турбины уменьшает количество пара, поступающего в ее конденсатор, и соответственно потери теплоты с циркуляционной водой. Всю теплоту, которая поступает со станции в теплофикационную сеть с горячей водой или паром, считают полезно отпущенной теплотой.

Термический КПД теплофикационного цикла ниже КПД соответствующего конденсационного цикла, так как конечное давление пара p_2 значительно превосходит давление в конденсаторе паровой турбины, работающей по конденсационному циклу. При этом уменьшается количество теплоты, используемой полезно в паровой турбине, и увеличивается количество теплоты, уносимой охлаждающей водой в конденсаторе, в итоге – уменьшение термического КПД η_t .

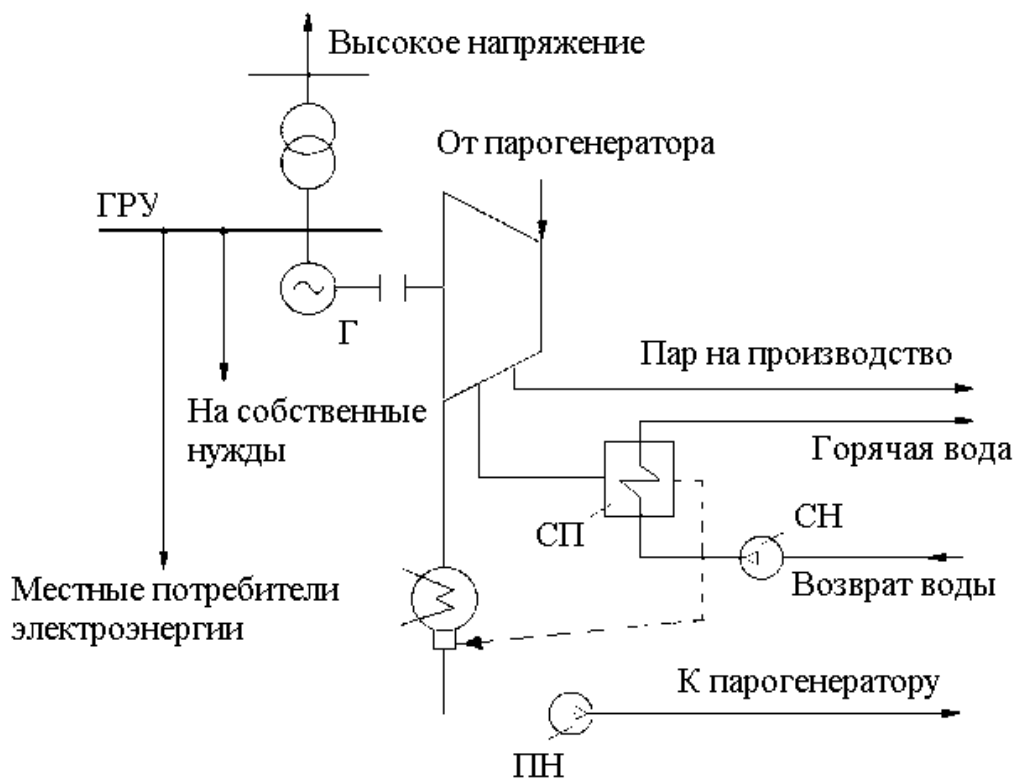


Рис. 3.2. Технологическая схема теплофикационной установки:
ГРУ – генераторное распределительное устройство; Г – генератор; СП – сетевой пароводяной подогреватель; СН – сетевой насос; ПН – питательный насос

Термический КПД применительно к теплофикационному циклу не может служить полноценной мерой экономичности, поскольку не учитывает полезное использование потребителем той части теплоты, которая не превращается в работу, т. е. теплоты q_2 .

Для оценки экономичности теплофикационного цикла пользуются коэффициентом использования теплоты $\eta_{и}$, представляющим собой отношение всего количества полезно использованной теплоты $Q^{отп}$ и выработанной электроэнергии W , к подведенной теплоте Q_1 , полученной от сжигания топлива:

$$\eta_{\text{и}} = \frac{Q_{\text{отп}} + W_{\text{э}}}{Q_1} = \frac{Q^{\text{joот}} + W_{\text{э}}}{BQ_{\text{H}}^{\text{p}}\eta_{\text{к}}}. \quad (3.8)$$

Коэффициент использования теплоты теплоэлектроцентралей составляет 65...70 %. Этот показатель характеризует общее использование энергии топлива на ТЭЦ. Экономичность работы ТЭЦ зависит от величины отбора на теплофикацию: с увеличением отбора пара на теплофикацию и уменьшением количества пара, поступающего в конденсаторы теплофикационных турбин, КПД ТЭЦ возрастает. Наиболее экономичным режимом работы ТЭЦ является ее работа по графику теплового потребления при минимальном пропуске пара в конденсатор.

Так как режимы тепловых и электрических потребителей различны, то осуществление указанного режима ТЭЦ возможно только при ее параллельной работе с другими электростанциями энергосистемы – ТЭС и ГЭС.

Существенной особенностью ТЭЦ является повышенная мощность теплового оборудования по сравнению с электрической мощностью электростанции, что определяет относительно большой расход электроэнергии на собственные нужды по сравнению с КЭС.

Так как чаще всего ТЭЦ размещают в крупных промышленных центрах, то к ним предъявляют повышенные требования по охране окружающей среды. Для уменьшения вредных выбросов целесообразно использовать газообразное или жидкое топливо, а также высококачественные угли.

Показатели тепловой экономичности ТЭЦ

Для ТЭЦ в качестве показателей тепловой экономичности применяются частичные КПД по выработке электроэнергии $\eta_{\text{с}}^{\text{э}}$ и теплоты $\eta_{\text{с}}^{\text{т}}$, а также коэффициент использования теплоты

$$\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}}}{(B_{\text{э}}Q_{\text{H}}^{\text{p}})}; \quad \eta_{\text{с}}^{\text{т}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{(B_{\text{т}}Q_{\text{H}}^{\text{p}})}, \quad (3.9)$$

$$\eta_{\text{и}} = \frac{W_{\text{э}} + Q_{\text{отп}}}{BQ_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{к}}},$$

где $Q_{\text{отп}}$ – количество теплоты, отпущенной потребителю, кДж;

$B_{\text{э}}$ и $B_{\text{т}}$ – соответственно расход топлива на производство электроэнергии и теплоты, кг (или кг/с).

Расход топлива на ТЭЦ разделяют между выработанной электроэнергией и теплотой. Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии $b_{\text{у}}^{\text{э}}$

$$b_{\text{у}}^{\text{э}} = \frac{3600}{(29,3 \cdot 10^3 \cdot \eta_{\text{с}}^{\text{э}})} = \frac{0,123}{\eta_{\text{с}}^{\text{э}}}, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}. \quad (3.10)$$

Средний расход условного топлива на ТЭЦ составляет 265 г/(кВт·ч), что на 35 % ниже, чем в среднем по КЭС. Для сравнения энергоблок с конденсационной турбиной $N_{\text{э}} = 200 \text{ МВт} - 357 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}$.

Удельный расход условного топлива на выработку единицы теплоты для внешнего потребителя $b_{\text{у}}^{\text{т}}$

$$b_y^T = \frac{1}{29,3\eta_c^T} = \frac{0,0342}{\eta_c^T}, \text{ кг/МДж.} \quad (3.11)$$

Для характеристики экономичности ТЭЦ иногда пользуются понятием удельной выработки на тепловом потреблении

$$y_T = \frac{h_o - h_T}{h_T - h_{ок}} = \frac{N_T}{Q_{отп}}, \quad (3.12)$$

где N_T – мощность, развиваемая потоком пара, идущего в отбор;

h_o и h_T – соответственно энтальпия свежего пара и пара в отборе;

$h_{ок}$ – энтальпия конденсата, возвращаемая на ТЭЦ потребителем.

Числовые значения y_T находятся в пределах 50...200 (кВт·ч)/ГДж.