

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

# ВВЕДЕНИЕ В ИНЖЕНЕРНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Курс лекций для студентов заочной формы обучения  
(сокращённый срок)

Ростов-на-Дону 2012

**ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ВЕЛИЧИНЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ.  
ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДЫ. МЕХАНИЧЕСКИЕ  
СВОЙСТВА КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ  
В ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИИ**

**2.1. Основные физические величины в энергетике**

В 1961 году в нашей стране была введена *Международная система единиц* (СИ). Однако до сих пор в силу привычек, а также недостатка на рабочих местах электростанций приборов с соответствующей градуировкой в практике используются и другие многочисленные единицы физических величин и их производных, а также различные внесистемные единицы. В данном разделе рассмотрены единицы измерения основных физических величин, используемых *тепло- и электроэнергетиками*.

Единицей измерения длины в системе СИ является *метр*. В метрах, например, измеряются длины турбоагрегатов (например, длина турбины мощностью 1200 МВт составляет около 48 м), размеры машинного зала тепловых электростанций, высотные отметки установки оборудования.

Для измерения размеров деталей обычно используют *миллиметры*. К примеру, длина лопатки третьей ступени турбины равна 1200 мм. В миллиметрах измеряют зазоры между деталями (например, радиальные зазоры между вращающимся ротором и статором составляют 0,5 - 1,5 мм), тепловых расширений турбины на фундаменте (они могут достигать 10 мм) и т.д.

Очень малые линейные величины измеряют в *микрометрах* (микронах):  $1 \text{ мкм} = 10^{-6} \text{ м}$ . В микрометрах измеряют, например, размах вибраций корпусов подшипников турбины, толщину масляной пленки в опорных подшипниках, на вкладышах которых вращается ротор (обычно это 20 - 30 мкм).

Для измерения массы в системе СИ, чаще всего используют *килограмм* и кратные ему величины: *грамм* и *тонна*. В килограммах измеряют массы отдельных деталей (например, масса рабочей лопатки третьей ступени длиной 960 мм равна примерно 12 кг), в граммах - например, значения масс балансировочных грузов, в *тоннах* - массу крупных объектов (например, полная масса турбины мощностью 500 МВт составляет около 1000 т).

Единицей времени в системе СИ является *секунда*. Секундами пользуются для анализа быстропротекающих процессов в системах автоматического регулирования турбин (и даже сотыми её долями), в проточных частях турбин, насосов, в паропроводах и трубопроводах. *Минутами* и *часами* обычно пользуются для описания менее быстрых процессов, например, длительности этапов пуска, нагружения, разгружения и остановки турбины, протекающих от нескольких минут до нескольких часов.

Например, пуск паровой турбины после ночного простоя занимает 30 - 40 мин, а длительность пуска энергоблока после ремонта может достигать 3 - 5 ч.

В часах обычно измеряется наработка турбины и ресурсы различного типа. Например, ресурс составных частей оборудования энергоблоков за редким исключением должен быть не менее 200 тыс. ч, парковый ресурс большинства турбин составляет 170 - 220 тыс. ч, наработка турбины на отказ работоспособности (он должен быть не менее 5000 ч для паровых турбин и 3000 ч для газовых турбин).

*Днями* или *сутками* измеряются продолжительность ремонтов (например, продолжительность капитального ремонта для энергоблока мощностью 800 МВт: - 72-73 дня). *Годами* измеряются межремонтный срок службы турбины (он должен быть не менее 4 лет), срок службы турбины до списания (не менее 40 лет). Напомним, что 1 год = 8760 ч.

Температура в системе СИ измеряется в *Кельвинах* (К) (но не в градусах Кельвина!). Численно  $1^{\circ}\text{C} = 1\text{ K}$ , а температуры в Кельвинах  $T$  и градусах Цельсия  $t$  связаны соотношением:

$$T = t + 273.$$

Теплоэнергетики пользуются исключительно стоградусной шкалой (градусами Цельсия).

Рассмотренные единицы - длины, массы, времени и температуры (в Кельвинах) входят в состав основных единиц СИ. Все остальные единицы являются производными от основных. Площадь и объём обычно измеряются соответственно в квадратных ( $\text{м}^2$ ) и кубических ( $\text{м}^3$ ) метрах.

Частота вращения измеряется *числом оборотов в секунду* или минуту. Поскольку частота сети в нашей стране принята 50 Гц, то частота вращения турбоагрегатов, включённых в электрическую сеть составляет 50 или 25 об/с (соответственно 3000 и 1500 об/мин).

Сила и вес тел в системе СИ измеряется в *ньютонaх* (Н). Однако на практике часто пользуются внесистемной единицей - *килограмм-силы* (кгс); при этом  $1\text{ кгс} = 9,8\text{ Н} \approx 10\text{ Н}$ .

Давление и механическое напряжение (возникающее в теле под воздействием приложенных к нему сил) в системе СИ измеряются в *паскалях* ( $1\text{ Па} = 1\text{ Н/м}^2$ ). Паскаль - это очень малая величина, поэтому используют кратные величины: килопаскаль (кПа) и мегапаскаль (МПа). Иногда используют бары:

$$1\text{ бар} = 10^5\text{ Па} = 100\text{ кПа} = 0,1\text{ МПа},$$

что примерно соответствует *атмосферному давлению*.

Полезно запомнить, что атмосферное давление равно примерно 100 кПа, а давление за конденсационной паровой турбиной составляет всего 3 - 8 кПа. Давление пара перед современными паровыми турбинами 12 - 30 МПа, перед газовыми турбинами 1,0 - 1,8 МПа. Рассмотренные единицы измерения давления в условиях эксплуатации оборудования электростанций

не прижились, главным образом, по причине отсутствия на ТЭС приборов с градуировкой в паскалях. Эксплуатационный персонал ТЭС обычно пользуется *техническими атмосферами* (ат):

$$1\text{ат} = 1 \frac{\text{КГС}}{\text{см}^2} = 9,8 \cdot 10^4 \text{Па} = 98\text{кПа} = 0,098\text{МПа}$$

Кроме технических атмосфер, применяемых в технике, используют *физические атмосферы* (атм):

$$1\text{атм} \approx 1,033\text{ат} = 1,033 \cdot 10^5 \text{Па} .$$

Часто давление измеряют с помощью ртутных приборов - *высотой ртутного столба* (мм рт. ст.). Например, упомянутое выше нормальное давление  $1\text{ атм} = 760\text{ мм рт. ст.}$  и соответственно  $1\text{ мм рт. ст.} = 133,3\text{ Па}$ .

Многое оборудование тепловых электростанций работает при давлении  $p$  меньшем, чем атмосферное давление  $B$ . Их разность

$$H = B - p$$

называется *разрежением*, и оно измеряется непосредственно прибором. Отношение

$$V = \frac{H}{B} 100\%$$

называется *вакуумом*, и этот термин чаще всего используется на ТЭС, когда речь идёт о разрежении. Если вакуум в конденсаторе составляет 95 %, а атмосферное давление 100 кПа, то значит, разрежение в конденсаторе составляет 95 кПа, а давление - 5 кПа.

Электрическая и тепловая энергия в системе СИ измеряется в джоулях (Дж), а мощность - в ваттах (Вт):  $1\text{ Вт} = 1\text{ Дж/с}$ .

Электрическую мощность турбоагрегатов и электростанций обычно представляют в *мегаваттах* ( $1\text{ МВт} = 10^6\text{ Вт}$ ) или миллионах киловатт ( $1\text{ МВт} = 10^3\text{ кВт}$ ). Для очень мощных электростанций и энергосистем используют *гигаватты* ( $1\text{ ГВт} = 10^3\text{ МВт}$ ).

Количество электрической энергии обычно измеряют в *киловатт-часах* (кВт·ч). Очевидно

$$1\text{кВт}\cdot\text{ч} = 3600\text{кДж} .$$

Количество тепловой энергии измеряется либо в *джоулях*, либо в *калориях* (кал):  $1\text{ кал} = 4,1868\text{ Дж}$ . Чаще используются величины, кратные калории - килокалория (ккал), мегакалория (Мкал) и, особенно, гигакалория (Гкал):

$$1\text{Гкал} = 10^3\text{ Мкал} = 10^6\text{ ккал} = 10^9\text{ кал} .$$

Тепловая мощность (производительность тепла) обычно измеряется в Гкал/ч, но иногда и в мегаваттах. Необходимо отметить, что  $1 \text{ Гкал/ч} = 1,16 \text{ МВт}$ . Например, теплопроизводительность мощной ТЭЦ с 5 энергоблоками 250 МВт составляет  $1650 \text{ Гкал/ч} = 1914 \text{ МВт}$ .

Плотность или обратная ей величина - удельный объём измеряются соответственно в  $\text{кг/м}^3$  или  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

## 2.2. Физические свойства воды и водяного пара

Вода и водяной пар являются *рабочим телом* парогенераторов, паровых турбин, ядерных реакторов, конденсаторов, регенеративных и сетевых подогревателей и многих других теплоэнергетических элементов ТЭС, АЭС и ПГУ. Их свойства в значительной степени определяют конструкции этих элементов. Вода практически несжимаемая жидкость: при изменении давления в широких пределах её плотность изменяется очень мало.

Если воду нагреть в открытом сосуде (рис. 1.1), то при определённой температуре начинается её кипение и образование над её поверхностью пара. Температура кипящей воды и образующегося при кипении пара одинаковы и неизменны в процессе полного выкипания жидкости. Если описанный выше опыт поставить при атмосферном давлении (760 мм рт. ст.), то кипение и испарение будут происходить при  $100^\circ\text{C}$ .

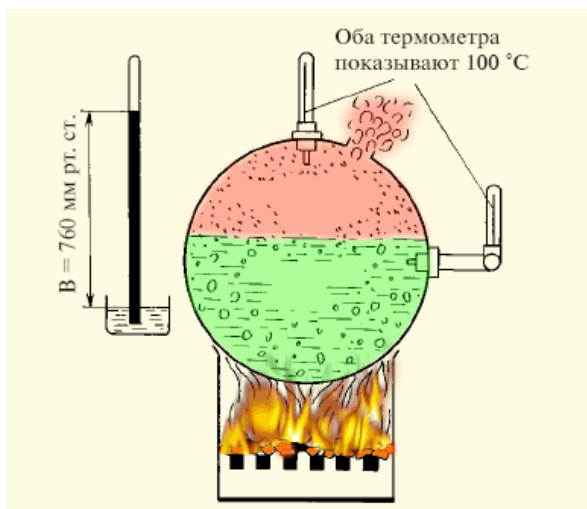


Рисунок 2.1. Нагревание воды в открытом сосуде

Эту температуру называют *температурой кипения*, или *температурой насыщения* и обозначают  $t_n$ . Последнее название связано с тем, что при спокойном кипении над поверхностью воды образуется сухой насыщенный пар - пар, в котором отсутствуют капельки воды. Если температуру сухого насыщенного пара снизить (а это можно сделать только путём одновременного снижения давления), то часть пара сконденсируется, и в нём появятся капельки воды. Такой пар называется *влажным*. Если, наоборот,

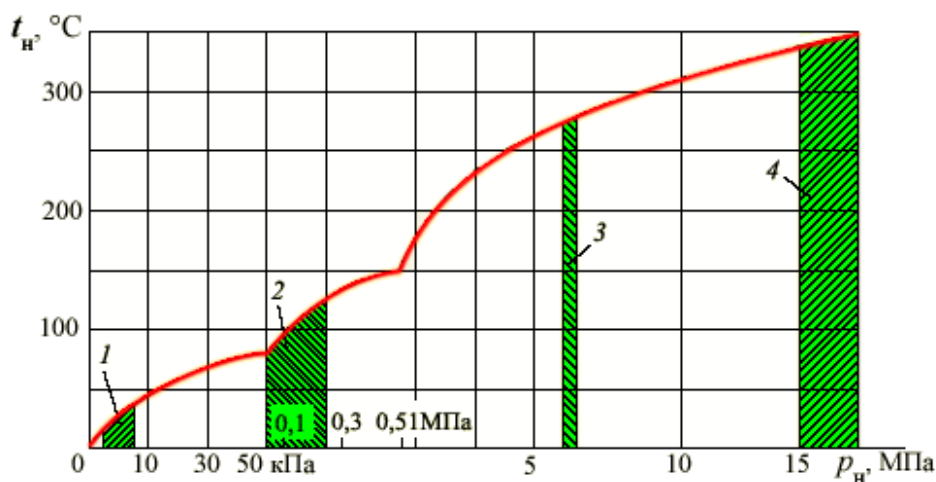
сухой насыщенный пар нагреть, то он окажется *перегретым* по отношению к состоянию насыщения.

Если снизить давление в сосуде, то кипение и испарение будут происходить при меньшей температуре. Это используется в так называемых вакуумных деаэраторах, установленных в системах подпитки теплосети: достаточно в сосуде (деаэраторе) создать давление в  $0,5 \text{ кгс/см}^2 \approx 50 \text{ кПа}$ , и она закипит всего при температуре  $81^\circ\text{C}$ .

Наоборот, если повысить давление в сосуде, то она закипает и начинает испаряться при более высокой температуре. Это свойство широко используют для стерилизации медицинских инструментов при повышенной температуре в автоклавах, для быстрого приготовления пищи и т.д. Оно очень широко используется в различном оборудовании ТЭС. Например, в стандартном деаэраторе поддерживается давление  $6 \text{ кгс/см}^2 \approx 0,6 \text{ МПа}$ , и вода в нем закипает при нагреве до  $159^\circ\text{C}$ .

В барабане барабанных котлов поддерживается давление  $140 \text{ кгс/см}^2 = 13,7 \text{ МПа}$ , и поэтому в нём генерируется насыщенный пар с температурой примерно  $335^\circ\text{C}$ . В парогенераторах двухконтурных АЭС нагрев и испарение воды происходит при давлении  $6 \text{ МПа}$ , и поэтому температура образующегося насыщенного пара составляет  $275,6^\circ\text{C}$ .

Необходимо отметить, что температура насыщения однозначно определяется давлением над её поверхностью. Эта связь показана на рис. 1.2.



**Рисунок 2.2. Зависимость температуры насыщения пара от давления**

Тепловая энергия, расходуемая на поддержание кипения в сосуде, затрачивается на разрыв связей между молекулами воды, т.е. на её испарение. Молекулы испарившейся жидкости обладают большей энергией на величину удельной теплоты парообразования  $r$ , представляющей собой количество тепловой энергии, необходимой для испарения  $1 \text{ кг}$  кипящей жидкости. Измеряется величина  $r$  в  $\text{кДж/кг}$  или  $\text{ккал/кг}$ .

Плотность сухого насыщенного пара, естественно, меньше, чем воды, и так же, как температура насыщения, она однозначно определяется давлением. Чем выше давление, тем больше плотность. При давлении  $p_{\text{кр}} =$

22,115 МПа плотность воды и сухого насыщенного пара совпадают, температура насыщения  $t_n = t_{кр} = 374,12\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а теплота парообразования  $r = 0$ . Столь своеобразное состояние, характеризующее отмеченными параметрами, называется *критическим*, а они сами - *критическими*. В критическом состоянии плотность воды и пара совпадают и они по существу неразличимы.

История развития энергетики это история повышения параметров пара. С начала 60 годов 20 века в СССР (впервые в мировой энергетике) начался быстрый переход от *докритических* параметров (130 ат,  $540^{\circ}\text{C}$ ) к *сверхкритическим* (СКД 240 ат,  $540^{\circ}\text{C}$ ). В настоящее время мировая энергетика начала использовать *супер - сверхкритические* (ССКД) параметры пара: 300 ат,  $600^{\circ}\text{C}$ ; затем 350 ат,  $650^{\circ}\text{C}$ ; и уже имеются блоки, использующие пар с температурой до  $700^{\circ}\text{C}$ . Повышение параметров пара это один из наиболее эффективных способов повышения КПД ТЭС.

В турбины ТЭС и ТЭЦ, построенные на докритические параметры, поступает перегретый пар, температура которого больше температуры насыщения (при этом же давлении) на значение  $\Delta t_n$ .

Поступивший в турбину пар расширяется в ней и в определённой точке турбины проходит через состояние насыщения, а затем становится влажным - смесью сухого насыщенного пара и капель воды. Содержание влаги на выходе из турбины (точнее - за её последними вращающимися лопатками) для её надёжной работы не должно превышать 10 - 13 %. Влажный пар из турбины поступает в конденсатор, где превращается в воду, имеющую температуру насыщения.

### **2.3. Механические свойства конструкционных материалов в энергомашиностроении**

Создание надёжно работающего энергетического оборудования невозможно без обеспечения механической прочности его деталей, которая определяется двумя основными факторами: *действующими и предельными нагрузками* (прочностью), которые может выдержать материал деталей без разрушения. Чем меньше нагрузки по отношению к предельным, тем больше вероятность сохранения детали. Ниже рассмотрены основные сведения о сопротивлении материалов и деталей механическим воздействиям.

Степень напряжённости материала под действием приложенных к нему сил характеризуется механическим напряжением. При приложении к некоторому телу внешних сил внутри него возникают напряжения - *внутренние силы*, препятствующие разрушению тела. Если к детали приложить внешнюю продольную силу  $P$ , то в каждом её сечении появятся внутренние продольные силы, распределённые по сечению. Напряжение - это внутренняя сила, действующая на единицу площади сечения. Если площадь сечения рассмотренной детали  $F = 1\text{ см}^2$ , а растягивающая сила  $P = 1\text{ Н}$ , то напряжения в сечении  $\sigma = P/F = 1\text{ Н/см}^2$ . Таким образом, размерность напряжения совпадает с размерностью давления и поэтому его чаще всего измеряют в МПа или кгс/см<sup>2</sup>.

Для оценки механической прочности детали в ней определяют напряжения, находят опасную точку, в которой они максимальны, а затем сравнивают их с *характеристикой прочности материала* детали.

При работе материала при постоянных напряжениях и невысоких температурах его разрушение наступает при достижении напряжением  $\sigma_{\text{в}}$  предела прочности материала  $\sigma_{\text{в}}$ . Если к образцу приложить усилие  $P$ , создающее в его сечении напряжение  $\sigma_{\text{в}}$ , то он разрушится, получив при этом остаточное (необратимое) удлинение: сумма длин частей разрушенного образца будет больше, чем его первоначальная длина. Отношение приращения длины образца к первоначальной длине называется *относительным удлинением*  $\delta$ . Оно характеризует пластичность материала. Чем больше  $\delta$ , тем меньшую склонность к внезапному хрупкому (без остаточного удлинения) разрушению обнаруживает материал.

Для оценки надёжности детали, работающей при постоянных во времени напряжениях, обычно используется не предел прочности, соответствующий разрушению, а меньшая величина - *предел текучести*  $\sigma_{\text{с}}$ . Предел текучести - это те напряжения, при которых появляются первые пластические деформации после упругого деформирования. Деталь считается спроектированной надёжно, если в ней не возникает пластических деформаций, т.е. её материал работает в *зоне упругости*. Иногда пластические деформации все-таки допускаются, но тогда вводят дополнительные меры, обеспечивающие прочность детали.

Во многих случаях на детали, в частности на рабочие лопатки турбины, действуют переменные во времени нагрузки, вызывающие в них переменные напряжения. В этом случае при амплитуде напряжений, даже существенно меньшей предела текучести, в материале может возникнуть явление *усталости*. После определённого числа *циклов нагружения* в детали возникает трещина усталости.

Не каждая трещина, появившаяся в результате усталости, истощения длительной прочности или просто оставшаяся необнаруженной в процессе изготовления, представляет непосредственную опасность для детали. Дефекты малого размера имеются практически в каждой изготовленной детали, и часто она работает с ними многие годы. *Хрупкое разрушение* наступает лишь при достижении трещиной *критического размера*  $l_{\text{кр}}$ , определяемого её формой, размерами, напряжениями  $\sigma$ , действовавшими до появления трещины, и, наконец, материалом.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЛЕКЦИИ 2

1. Характерный вид кривой зависимости температуры насыщения пара от давления – 3 балла.
2. Какие параметры пара называют критическими? – 3 балла.
3. Сверхкритические и суперсверхкритические параметры пара – 3 балла.
4. Какой пар называется влажным? – 3 балла.



5. Какой пар называется перегретым? – 3 балла.
6. Что такое степень напряжённости материала? – 3 балла.
7. Когда наступает хрупкое разрушение материала? – 3 балла.

## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ. СТРУКТУРА ТЭС, ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ. ПАРОГЕНЕРАТОР. ПАРОВАЯ ТУРБИНА. КОНДЕНСАТОР

### 3.1. Классификация ТЭС

Тепловая электростанция (ТЭС) - электростанция, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива.

Первые ТЭС появились в конце 19 века (в 1882 г. - в Нью-Йорке, в 1883 г. - в С. Петербурге, в 1884 г. - в Берлине) и получили преимущественное распространение. В настоящее время ТЭС - основной вид электрических станций. Доля вырабатываемой ими электроэнергии составляет: в России примерно 70% , в мире около 76%.

Среди ТЭС преобладают тепловые паротурбинные электростанции (ТПЭС), на которых тепловая энергия используется в парогенераторе для получения водяного пара высокого давления, приводящего во вращение ротор паровой турбины, соединённый с ротором электрического генератора (обычно синхронного генератора). Генератор совместно с турбиной и возбудителем называется турбогенератором. В России на ТПЭС производится ~99% электроэнергии, вырабатываемой ТЭС. В качестве топлива на таких ТЭС используют уголь (преимущественно), мазут, природный газ, лигнит, торф, сланцы.

ТПЭС, имеющие в качестве привода электрогенераторов конденсационные турбины и не использующие тепло отработавшего пара для снабжения тепловой энергией внешних потребителей, называются конденсационными электростанциями (КЭС). В России КЭС исторически называется Государственная районная электрическая станция, или ГРЭС. На ГРЭС вырабатывается около 65% электроэнергии, производимой на ТЭС. Их КПД достигает 40 %. Самая крупная в мире Сургутская ГРЭС-2; её мощность 4,8 ГВт; мощность Рефтинской ГРЭС 3,8 ГВт.

ТПЭС, оснащённые теплофикационными турбинами и отдающие тепло отработавшего пара промышленным или коммунально-бытовым потребителям, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ); ими вырабатывается соответственно около 35 % электроэнергии, производимой на ТЭС. Благодаря более полному использованию тепловой энергии КПД ТЭЦ повышается до 60 - 65 %. Самые мощные ТЭЦ в России ТЭЦ-23 и ТЭЦ-25 Мосэнерго имеют мощность по 1410 МВт.

Промышленные газовые турбины появились значительно позже паровых турбин, так как для их изготовления требовались особые жаропрочные конструкционные материалы. На основе газовых турбин были созданы компактные и высокоманевренные газотурбинные установки (ГТУ). В камере сгорания ГТУ сжигают газ или жидкое топливо; продукты сгорания с температурой 750 - 900° С поступают в газовую турбину, вращающую ротор

электрогенератора. КПД таких ТЭС обычно составляет 26 - 28%, мощность - до нескольких сотен МВт. ГТУ не отличаются экономичностью из-за высокой температуры уходящих газов.

ТЭС с ГТУ применяются основном как резервные источники электроэнергии для покрытия пиков электрической нагрузки или для снабжения электричеством небольших населённых пунктов. Они позволяют электростанции работать при *резкопеременной нагрузке*; могут часто останавливаться, обеспечивают быстрый пуск, высокую скорость набора мощности и достаточно экономичную работу в широком диапазоне нагрузки. Как правило, ГТУ уступают паротурбинным ТЭС по удельному расходу топлива и себестоимости электроэнергии. Стоимость строительно-монтажных работ на ТЭС с ГТУ уменьшается примерно в два раза, так как не нужно строить котельный цех и насосную. Самая мощная ТЭС с ГТУ ГРЭС-3 им. Кассона (Московская обл.) имеет мощность 600 МВт.

Отработанные газы ГТУ имеют достаточно высокую температуру, вследствие чего ГТУ имеют невысокий КПД. В *парогазовой установке (ПГУ)*, состоящей из паротурбинного и газотурбинного агрегатов, горячие газы ГТУ используются для нагревания воды в парогенераторе. Это электростанции комбинированного типа. КПД ТЭС с ПГУ достигает 42 - 45%. ПГУ в настоящее время самый экономичный двигатель, используемый для получения электроэнергии. К тому же это самый экологически чистый двигатель, что объясняется высоким КПД. Появились ПГУ чуть более 20 лет назад, однако, сейчас это самый динамичный сектор энергетики. Самые мощные энергоблоки с ПГУ в России: на Южной ТЭЦ С. Петербурга - 300 МВт и на Невинномысской ГРЭС - 170 МВт.

ТЭС с ГТУ и ПГУ также могут отпускать тепло внешним потребителям, то есть работать как ТЭЦ.

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 котёл подаёт пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котёл. 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.

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.

Эффективность работы ТЭС оценивается *коэффициентом полезного действия* (КПД)  $\eta$ , который определяется отношением количества энергии, отпущенной за некоторое время к затраченной теплоте, содержащейся в сожжённом топливе. Наряду с КПД для оценки работы ТЭС используется также другой показатель  $b_{yc}$  - *удельный расход условного топлива* (условное топливо это топливо, имеющее теплоту сгорания  $Q_{сг} = 7000$  ккал/кг=29,33 МДж/кг). Между КПД и условным расходом топлива имеется связь  $b_{yc} = 123/\eta$ .

### 3.2. Структура ТЭС

Основные элементы ТЭС (рис. 3.1):

- ◆ *котельная установка*, преобразующая энергию химических связей топлива и производящая водяной пар с высокими температурой и давлением;
- ◆ *турбинная (паротурбинная) установка*, преобразующая тепловую энергию пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата;
- ◆ *электрогенератор*, обеспечивающий преобразование кинетической энергии вращения ротора в электрическую энергию.

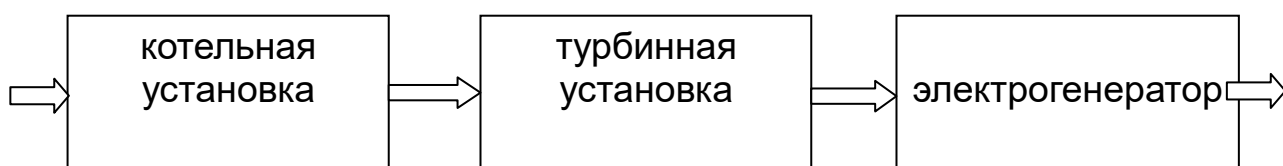


Рисунок 3.1. Основные элементы ТЭС

Тепловой баланс ТЭС показан на рис. 3.2.

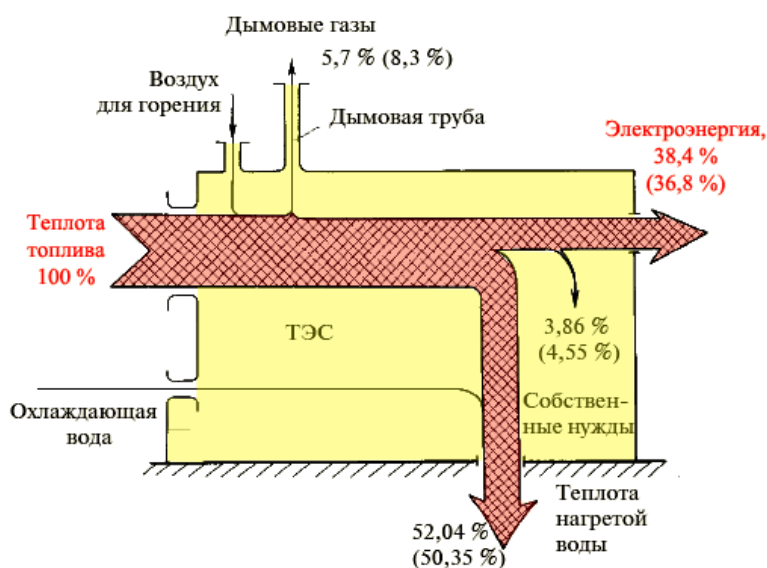


Рисунок 3.2. Тепловой баланс ТЭС

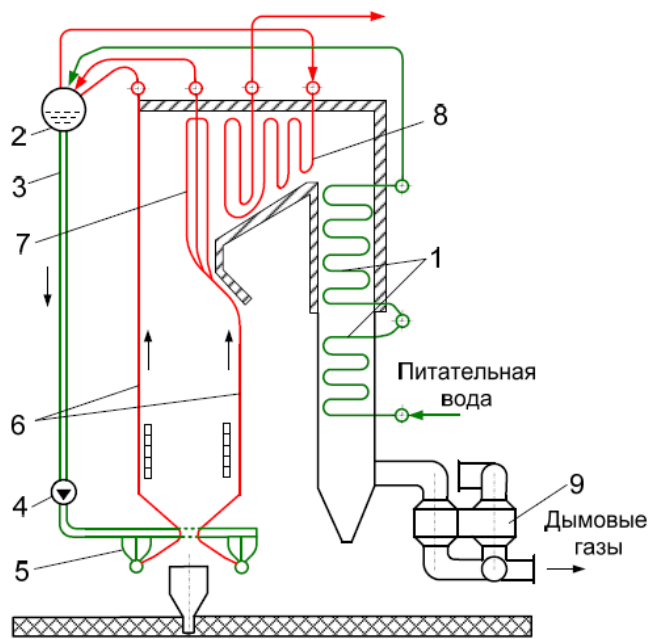
Основная потеря энергии на ТЭС происходит из-за передачи теплоты пара охлаждающей воде в конденсаторе; с теплом пара теряется более 50 % теплоты (энергии).

### 3.3. Парогенератор (котёл)

Основным элементом котельной установки является *парогенератор*, представляющий собой П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Большую часть котла занимает топка; её стены облицованы экранами из труб, по которым подводится питательная вода. В парогенераторе производится сжигание топлива, при этом вода превращается в пар высокого давления и температуры. Для полного сгорания топлива в топку котла нагнетается подогретый воздух; для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется около 5 м<sup>3</sup> воздуха.

*При горении топлива энергия его химических связей превращается в тепловую и лучистую энергию факела.* В результате химической реакции сгорания, при которой углерод топлива С превращается в оксиды СО и СО<sub>2</sub>, сера S - в оксиды SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> и т.д., и образуются продукты сгорания топлива (дымовые газы). Охлаждённые до температуры 130 - 160 °С дымовые газы через дымовую трубу покидают ТЭС, уносят около 10 - 15% энергии (рис.3.2).

В настоящее время наиболее широко используются *барабанные* (рис.3.3,а) и *прямоточные котлы* (рис.3.3,б). В экранах барабанных котлов осуществляется многократная циркуляция питательной воды; отделение пара от воды происходит в барабане. В прямоточных котлах вода проходит по трубам экрана только один раз, превращаясь в сухой насыщенный пар (пар в котором нет капелек воды).



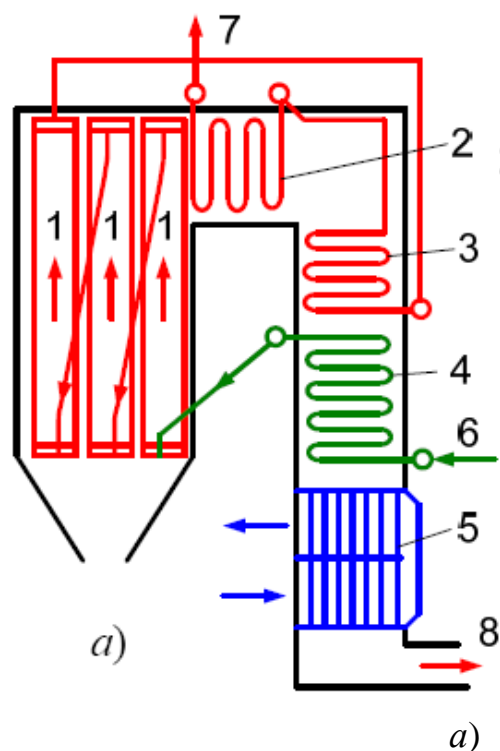


Рисунок 3.3. Схемы барабанного (а) и прямоточного (б) парогенераторов

В последнее время для повышения эффективности работы парогенераторов производят сжигание угля при внутри-цикловой газификации и в циркулирующем кипящем слое; при этом КПД увеличивается на 2,5%.

### 3.4. Паровая турбина

*Турби́на* (фр. *turbine* от лат. *turbo* вихрь, вращение) - это тепловой двигатель непрерывного действия, в лопаточном аппарате которого потенциальная энергия сжатого и нагретого водяного пара преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора.

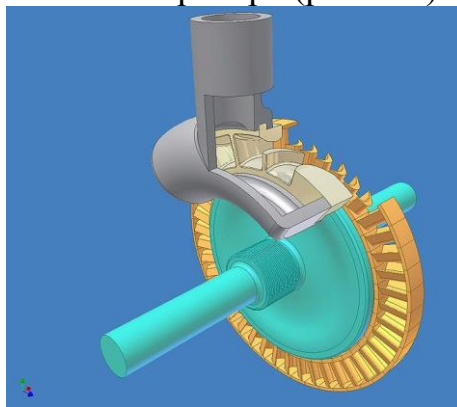
Попытки создать механизмы, похожие на паровые турбины, делались ещё тысячелетия назад. Известно описание паровой турбины, сделанное Героном Александрийским в 1-м веке до н. э., так называемая «*турбина Герона*». Однако только в конце XIX века, когда термодинамика, машиностроение и металлургия достигли достаточного уровня *Густаф Лаваль (Швеция) и Чарлз Парсонс (Великобритания) независимо друг от друга создали пригодные для промышленности паровые турбины*. Для изготовления промышленной турбины требовалась значительно более высокая культура производства, чем для паровой машины.

В 1883 году Лаваль *создал первую работающую паровую турбину*. Его турбина представляла собой колесо, на лопатки которого подавался пар. Затем он дополнил сопла коническими расширителями; что значительно повысило КПД турбины и превратило её в универсальный двигатель. Пар, разогретый до высокой температуры, поступал из котла по паровой трубе к соплам и выходил наружу. В соплах пар расширялся до атмосферного

давления. Благодаря увеличению объёма пара получалось значительное увеличение скорости вращения. Таким образом, *заклучённая в паре энергия передавалась лопастям турбины*. Турбина Лавала была намного экономичнее старых паровых двигателей.

В 1884 году Парсонс получил патент на многоступенчатую реактивную турбину, которую он создал специально для приведения в действие электрогенератора. В 1885 году он сконструировал многоступенчатую реактивную турбину (для повышения эффективности использования энергии пара), получившую в дальнейшем широкое применение на тепловых электростанциях.

Паровая турбина состоит из двух основных частей: *ротора* с лопатками - подвижная часть турбины; *статора* с соплами - неподвижная часть. Неподвижную часть выполняют разъёмной в горизонтальной плоскости для возможности выемки или монтажа ротора (рис.3.4.)



**Рисунок 3.4. Вид простейшей паровой турбины**

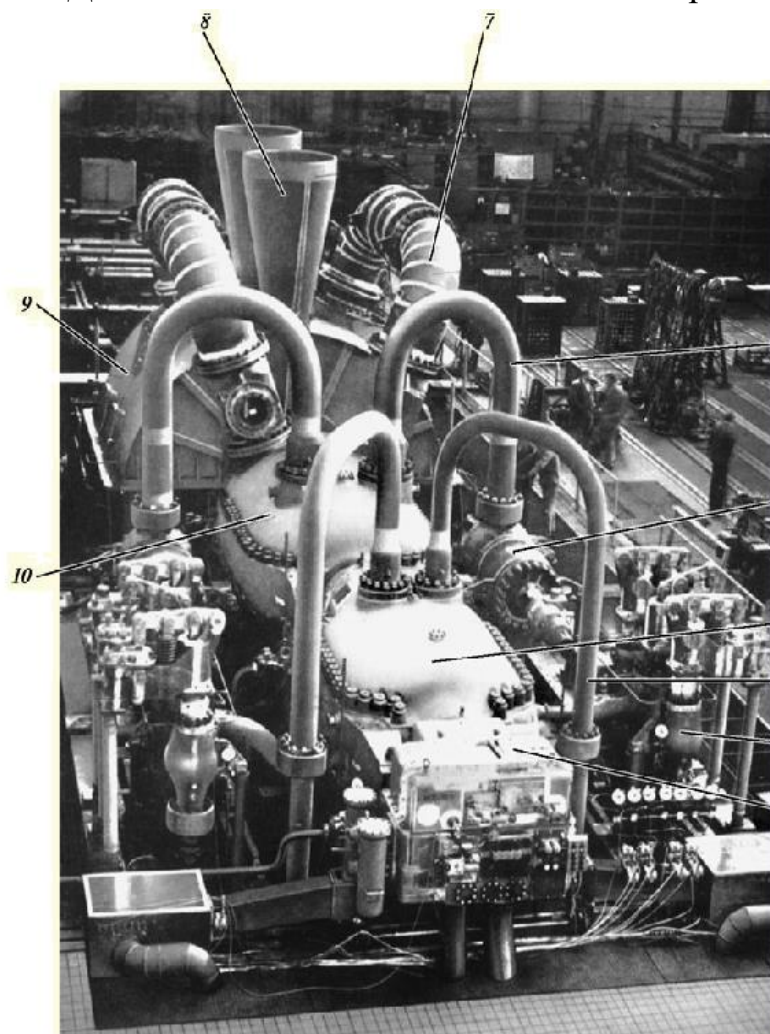
По направлению движения потока пара различают *аксиальные паровые турбины*, у которых поток пара движется вдоль оси турбины, и *радиальные*, направление потока пара в которых - перпендикулярно, а рабочие лопатки расположены параллельно оси вращения. В России и странах СНГ используются только аксиальные паровые турбины.

По способу действия пара турбины делятся на: *активные, реактивные и комбинированные*. В активной турбине используется кинетическая энергия пара, в реактивной: кинетическая и потенциальная.

Современные технологии позволяют поддерживать частоту вращения с точностью до трёх оборотов в минуту. Паровые турбины для электростанций рассчитываются на 100 тыс. часов работы (до капитального ремонта). Паровая турбина является одним из самых дорогих элементов ТЭС.



Достаточно полное использование энергии пара в турбине может быть



достигнуто только при работе пара в ряде последовательно расположенных турбинах, которые называются *ступенями* или *цилиндрами*. В многоцилиндровых турбинах можно снизить скорость вращения рабочих дисков. На рис.3.5 показана

трёхцилиндровая турбина (без кожуха). К первому цилиндру - цилиндру высокого давления (ЦВД) 4 пар подводится по паропроводам 3 непосредственно из котла и поэтому он имеет высокие параметры: для котлов СКД — давление 23, 5

МПа, температура  $540^{\circ}\text{C}$ . На выходе ЦВД давление пара составляет 3-3,5 МПа (30 - 35 ат), а температура -  $300^{\circ}\text{C}$  -  $340^{\circ}\text{C}$ .

**Рисунок 3.5. Трёхцилиндровая паровая турбина**

Для снижения эрозии лопаток турбины (влажным паром) из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котёл, в так называемый промежуточный пароперегреватель; в нём температура пара повышается до исходной ( $540^{\circ}\text{C}$ ). Вновь нагретый пар подаётся по паропроводам 6 в цилиндр среднего давления (ЦСД) 10. После расширения пара в ЦСД до давления 0,2 - 0,3 МПа (2 - 3 ат) пар с помощью выхлопных труб подаётся в ресиверные трубы 7, из которых направляется в цилиндр низкого давления (ЦНД) 9. Скорость течения пара в элементах турбины 50-500 м/с. Лопатка последней ступени турбины имеет длину 960 мм и массу 12 кг.

*КПД тепловых машин* и паровой идеальной турбины, в частности, определяется выражением:

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} 100\%,$$

где  $Q_1$  - теплота, полученная рабочим телом от нагревателя,  $Q_2$  - теплота,



отданная холодильнику. Сад Карно в 1824 г. теоретически получил выражение для *предельного (максимального) значения КПД* тепловой машины с рабочим телом в виде идеального газа

$$\eta_{np} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} 100\%,$$

где  $T_1$  - температура нагревателя,  $T_2$  - температура холодильника, т.е. температуры пара на входе и выходе турбины соответственно, измеряемые в градусах Кельвина (К). Для реальных тепловых двигателей  $\eta_{np} \geq \eta$ .

Для повышения КПД турбины понижать  $T_2$  нецелесообразно; это связано с дополнительным расходом энергии. Поэтому для увеличения КПД можно увеличить  $T_1$ . Однако для современного развития технологий здесь уже достигнут предел.

Современные паровые турбины делятся на: конденсационные и теплофикационные. Конденсационные паровые турбины служат для превращения максимально возможной части энергии (теплоты) пара в механическую энергию. Они работают с выпуском (выхлопом) отработавшего пара в конденсатор, в котором поддерживается вакуум (отсюда возникло наименование).

Тепловые электростанции, на которых установлены конденсационные турбины, называются конденсационными электрическими станциями (КЭС). Основной конечный продукт таких электростанций - электроэнергия. Лишь небольшая часть тепловой энергии используется на собственные нужды электростанции и, иногда, для снабжения теплом близлежащего населённого пункта. Обычно это посёлок энергетиков. Доказано, что чем больше мощность турбогенератора, тем он экономичнее, и тем ниже стоимость 1 кВт установленной мощности. Поэтому на конденсационных электростанциях устанавливаются турбогенераторы повышенной мощности.

Теплофикационные паровые турбины служат для одновременного получения электрической и тепловой энергии. Но основной конечный продукт таких турбин - тепло. Тепловые электростанции, на которых установлены теплофикационные паровые турбины, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Теплофикационные паровые турбины делятся на: турбины с *противодавлением*, с *регулируемым отбором пара* и с *отбором и противодавлением*.

У турбин с противодавлением весь отработавший пар используется для технологических целей (варка, сушка, отопление). Электрическая мощность, развиваемая турбоагрегатом с такой паровой турбиной, зависит от потребности производства или отопительной системы в греющем паре и меняется вместе с ней. Поэтому турбоагрегат с противодавлением обычно работает параллельно с конденсационной турбиной или электросетью, которые покрывают возникающий дефицит в электроэнергии. У турбин с отбором и противодавлением часть пара отводится из 1-й или 2-й промежуточных ступеней, а весь отработавший пар направляется из

выпускного патрубка в отопительную систему или к сетевым подогревателям.

Турбины являются самыми сложными элементами ТЭС. Сложность создания турбин определяется не только высокими технологическими требованиями к изготовлению, материалами и т.п., но главным образом, чрезвычайной наукоёмкостью. В настоящее время число стран выпускающих мощные паровые турбины не превышает десяти. Наиболее сложным элементом является ЦНД. Основными производителями турбин в России является Ленинградский металлический завод (г. С. Петербург) и турбомоторный завод (г. Екатеринбург).

Низкое значение КПД паровых турбин обуславливает эффективность его первоочередного повышения. Поэтому именно паротурбинной установке ниже уделяется основное внимание.

Основными потенциальными *методами повышения экономичности паровых турбин* являются:

- аэродинамическое совершенствование паровой турбины;
- совершенствование термодинамического цикла, главным образом, путём повышения параметров пара, поступающего из котла, и снижения давления пара, отработавшего в турбине;
- совершенствование и оптимизация тепловой схемы и её оборудования.

Аэродинамическое совершенствование турбин за рубежом в последние 20 лет обеспечивалось с помощью трёхмерного компьютерного моделирования турбин. Прежде всего, необходимо отметить разработку саблевидных лопаток. Саблевидными лопатками называются изогнутые лопатки, напоминающие по внешнему виду саблю (в зарубежной литературе используются термины «банановая» и «трёхмерная»).

Фирма *Siemens* использует «трёхмерные» лопатки для ЦВД и ЦСД (рис. 3.6), где лопатки имеют малую длину, но зато относительно большую зону высоких потерь в корневой и периферийных зонах. По оценкам фирмы *Siemens* использование пространственных лопаток в ЦВД и ЦСД позволяет увеличить их КПД на 1 - 2 % по сравнению с цилиндрами, созданными в 80-е годы прошлого века.



Рисунок 3.6. «Трёхмерные» лопатки для ЦВД и ЦСД фирмы *Siemens*

На рис. 3.7 показаны три последовательных модификации рабочих лопаток для ЦВД и первых ступеней ЦНД паровых турбин для АЭС фирмы

*GEC-Alsthom*: обычная («радиальная») лопатка постоянного профиля (рис. 3.7, а), используемая в наших турбинах; саблевидная лопатка (рис. 3.7, б) и, наконец, новая лопатка с прямой радиальной выходной кромкой (рис. 3.7, в). Новая лопатка обеспечивает КПД на 2 % больший, чем исходная (рис. 3.7, а).

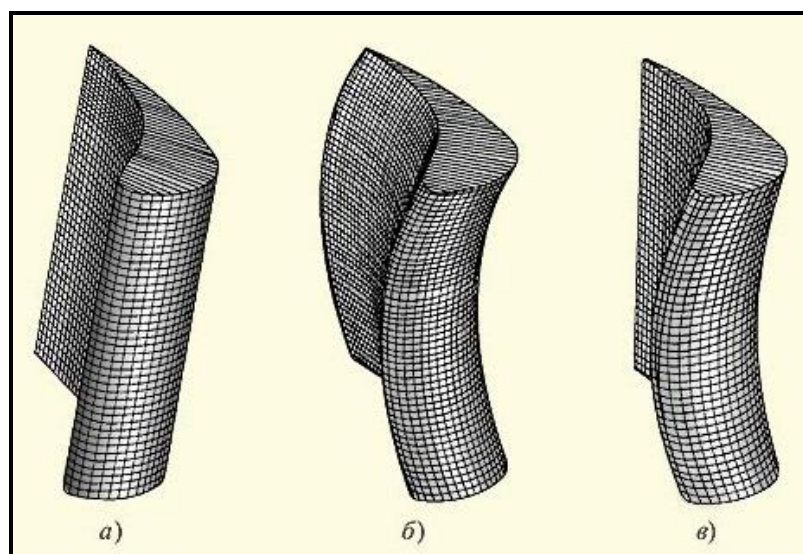


Рисунок 3.7. Рабочие лопатки для паровых турбин для АЭС фирмы *GEC-Alsthom*

### 3.5. Конденсатор

Отработанный в турбине пар (давление на выходе ЦНД составляет 3 - 5 кПа, что в 25 - 30 раз меньше атмосферного) поступает в *конденсатор*. Конденсатор представляет собой теплообменник, по трубам которого непрерывно циркулирует охлаждающая вода, подаваемая циркуляционными насосами из водохранилища. На выходе из турбины с помощью конденсатора поддерживается глубокий вакуум. На рис.3.8 показан двухходовой конденсатор мощной паровой турбины.

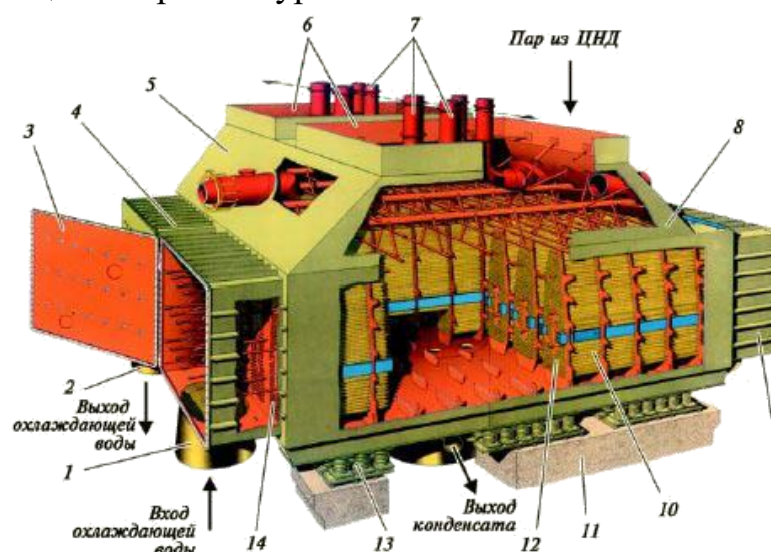


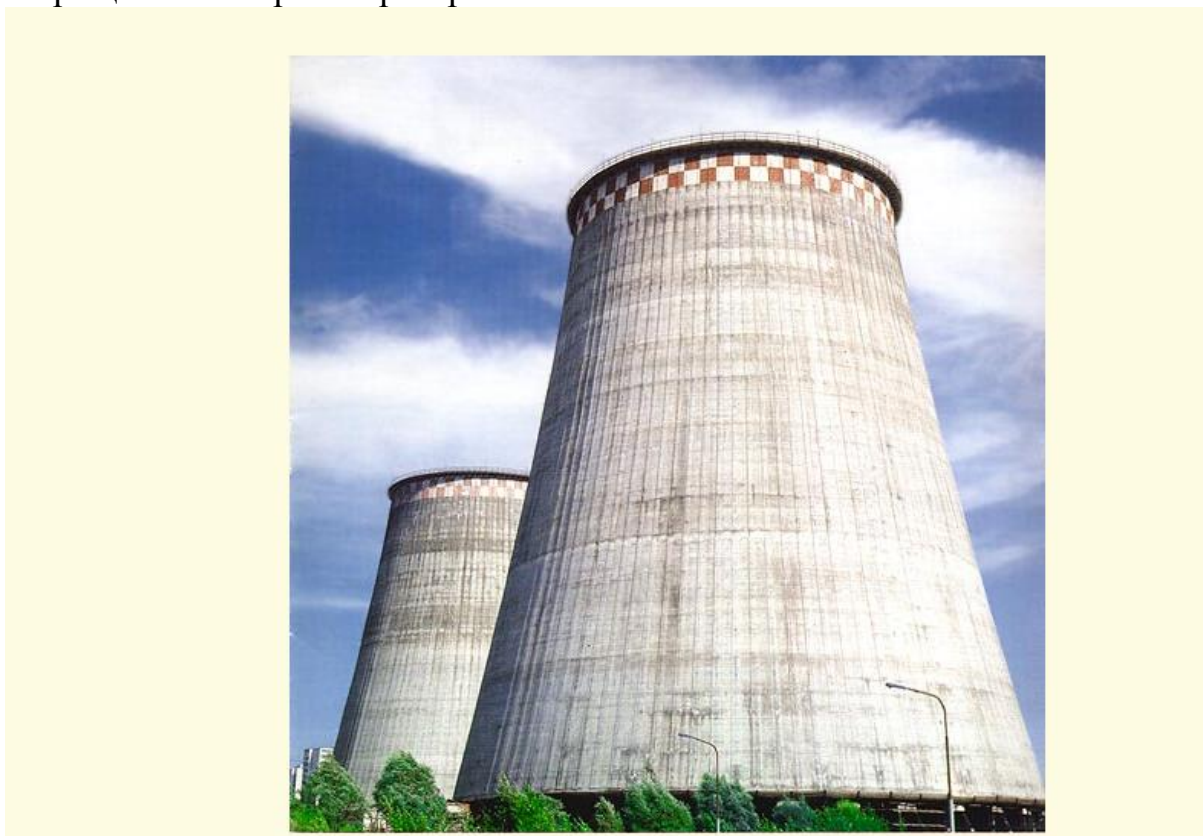
Рисунок 3.8. Двухходовой конденсатор мощной паровой турбины

Конденсатор состоит из стального сварного корпуса 8, по краям которого в трубной доске закреплены конденсаторные трубки 14. *Конденсат собирается в конденсаторе и постоянно откачивается конденсатными насосами.*

Для подвода и отвода охлаждающей воды служит передняя водяная камера 4. Вода подаётся снизу в правую часть камеры 4 и через отверстия в трубной доске попадает в охлаждающие трубки, по которым движется до задней (поворотной) камеры 9. Пар поступает в конденсатор сверху, встречается с холодной поверхностью и конденсируется на них. Поскольку конденсация идёт при низкой температуре, которой соответствует низкое давление конденсации, то в конденсаторе создаётся глубокое разрежение (в 25-30 раз меньше атмосферного давления).

Для того чтобы конденсатор обеспечивал низкое давление за турбиной, и, соответственно, конденсацию пара требуется большое количество холодной воды. Для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется приблизительно 0,12 м<sup>3</sup> воды; один энергоблок НЧГРЭС за 1с использует 10 м<sup>3</sup> воды. Поэтому ТЭС строят либо вблизи природных источников воды, либо строят искусственные водоёмы. В случае невозможности использования большого количества воды для конденсации пара, вместо использования водохранилища, вода может охлаждаться в специальных охладительных башнях - *градирнях*, которые благодаря своим размерам обычно являются самой заметной частью электростанции (рис.3.9).

Из конденсатора с помощью питательного насоса конденсат возвращается в парогенератор.



**Рисунок 3.9. Внешний вид градирни ТЭС**

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЛЕКЦИИ 3

1. Структурная схема ТЭС и назначение её элементов – 3 балла.
2. Тепловая схема ТЭС – 3 балла.
3. Тепловой баланс ТЭС – 3 балла.
4. Парогенератор ТЭС. Назначение, типы, структурная схема, КПД – 3 балла.
5. Параметры пара на ТЭС – 5 баллов
6. Паровая турбина. Устройство. Разработки Лавалья и Парсонса – 3 балла.
7. Многоцилиндровые турбины – 3 балла.
8. КПД идеальной турбины – 5 баллов.
9. Конденсационные и теплофикационные паровые турбины – 3 балла.
10. Чем отличается КЭС от ТЭЦ? КПД КЭС и ТЭЦ – 3 балла.
11. Конденсатор ТЭС – 3 балла.



## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ. КОМПОНОВКА СОВРЕМЕННЫХ ТЭС. ГАЗОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА. ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА

### 4.1. Технологический процесс получения электроэнергии на ТЭС

Технологическая схема ТЭС, работающей на природном газе, показана на рис.4.1.

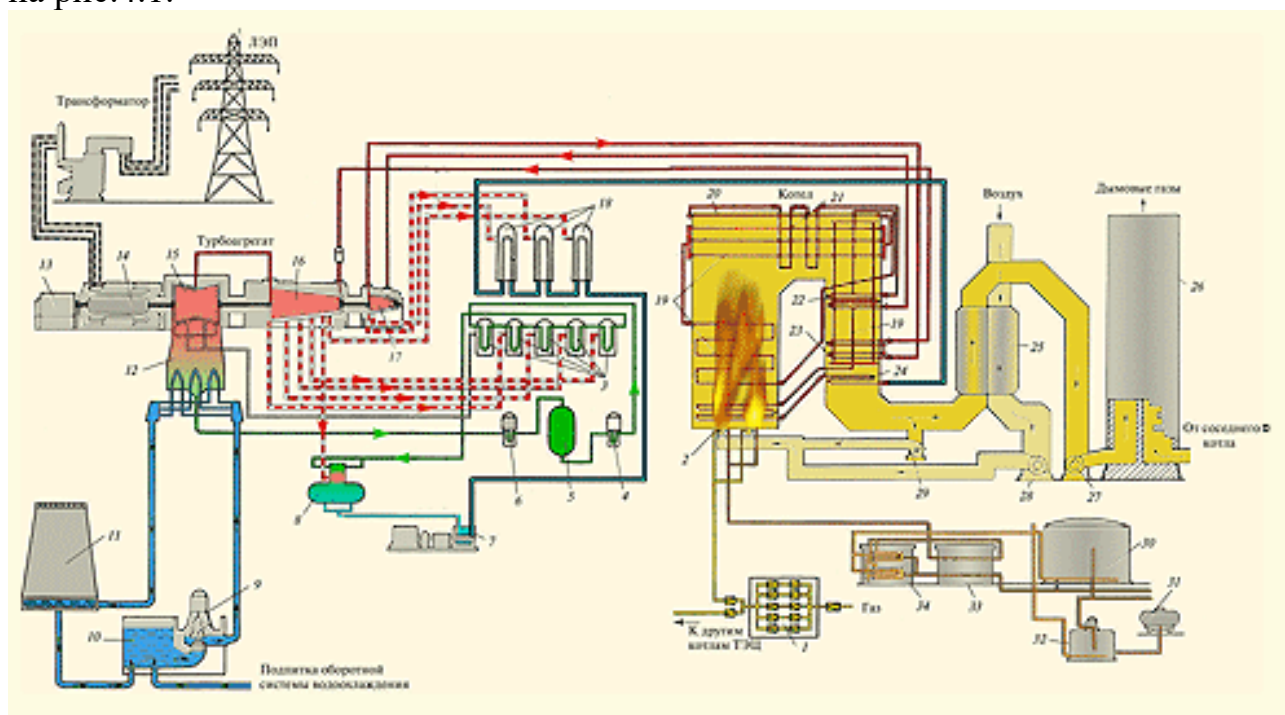


Рисунок 4.1. Технологическая схема ТЭС, работающей на природном газе

От газораспределительного пункта (ГРП) 1 газ поступает в горелки 2, расположенные в топке котла. Для полного сгорания топлива специальным дутьевым вентилятором 28 в топку котла непрерывно подаётся горячий воздух, нагретый в воздухоподогревателе 25. Для повышения температуры воздуха используется *рециркуляция*: часть дымовых газов уходящих из котла специальными вентиляторами рециркуляции 29 подаётся к основному воздуху и смешивается с ним. Стены топки облицованы экранами 19 - трубами, к которым подаётся питательная вода из *экономайзера* (экономайзер – теплообменник, в котором вода нагревается, горячим газом) 24. Пространство за топкой котла заполнено трубами, в которых движется пар или вода; они нагреваются горячими дымовыми газами, движущимися к дымовой трубе 26, и постепенно охлаждаются.

Сухой насыщенный пар из топки поступает в основной *пароперегреватель*, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного элементов. В основном пароперегревателе повышается температура пара и, следовательно, его потенциальная энергия. Из конвективного пароперегревателя пар поступает в ЦВД 17 турбины (для

турбин СКД - давление пара 240 ат, температура 540<sup>0</sup> С). На выходе ЦВД давление пара 30-35 ат, температура 300-340<sup>0</sup> С.

Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше до давления в конденсаторе, то он стал бы очень влажным, что приводило бы к быстрому износу деталей в ЦНД из-за эрозии. Поэтому *из ЦВД относительно холодный пар возвращается в промежуточный пароперегреватель 23*, где он снова нагревается до исходной температуры (540<sup>0</sup> С). Полученный пар направляется в ЦСД 16 и после расширения в ЦСД до давления 2-3 ат пар поступает в ЦНД 15.

*Расширение пара обеспечивает превращение его потенциальной энергии в кинетическую энергию вращения ротора* (находится на одном валу с ротором турбины) электрогенератора. Электрогенератор состоит из статора, в котором помещены три фазные обмотки, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит (постоянный магнит); его питание осуществляется постоянным током от специального возбуждателя. Электрогенератор преобразует кинетическую энергию вращающегося ротора в электрическую энергию - в трёх фазных обмотках статора наводится ЭДС.

Частота вращения ротора турбогенератора  $n$  связана с частотой электрического тока  $f$  выражением

$$n = \frac{60f}{p} \text{ (об/мин),}$$

где  $p$  - число пар полюсов (число постоянных магнитов); в двухполюсных генераторах ( $p = 1$ )  $n = 3000$  об/мин, в четырёхполюсных ( $p = 2$ ) -  $n = 1500$  об/мин. Частота электрического тока является одним из главных показателей качества отпускаемой электроэнергии.

Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в конденсатор 12, по трубкам которого непрерывно циркулирует охлаждающая вода с помощью циркуляционного насоса 9. Охлаждённая вода собирается внизу в бассейне и перетекает в *аванкамеру*, а оттуда *циркуляционным насосом 9 она подаётся в конденсатор 12.*

Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся при этом конденсат конденсатным насосом 6 подаётся через группу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3 в деаэратор 8. В ПНД температура конденсата повышается за счёт теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины, что позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции.

В деаэраторе 8 происходит удаление из конденсата растворённых в нём газов, ухудшающих работу котла. Из деаэратора питательная вода питательным насосом 7 подаётся в группу подогревателей высокого давления (ПВД).

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД - это основной способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определённую мощность, поступив в

регенеративный подогреватель, передал своё тепло конденсации питательной воде, а не охлаждающей, повысив её температуру и тем самым сэкономив расход топлива в котле.

Температура питательной воды за ПВД, т.е. перед поступлением в котёл составляет в зависимости от начальных параметров пара 240 - 280° С. Таким образом, замыкается технологический пароводяной цикл преобразования энергии химических связей топлива в механическую энергию вращения ротора турбогенератора.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свою основную теплоту питательной воде, поступают на трубы экономайзера 24 и в воздухоподогреватель 25, в которых они охлаждаются до температуры 140 - 160° С и направляются с помощью дымососа 27 к дымовой трубе 26. *Дымовая труба создаёт разряжение* в топке и газоходах котла; кроме того она рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская высокой концентрации их в нижних слоях.

Если на ТЭС используется твёрдое топливо, то она дополнительно снабжается *пылеприготовительной установкой и топливоподачей*. Поступающий на ТЭС уголь в специальных мельницах размалывается до пылевидного состояния. В мельницу непрерывно специальным дутьевым вентилятором подаётся воздух, нагретый воздухоподогревателем. Горячий воздух смешивается с угольной пылью и через горелки подаётся в топку котла.

Пылеугольная ТЭС снабжается специальными электрофильтрами, в которых происходит улавливание сухой летучей золы.

Вследствие больших расходов на собственные нужды и худшей работы котла показатели пылеугольной ТЭС оказываются ниже, чем газомазутной; более низким является и КПД.

Для изображения оборудования электростанции во всей его взаимосвязи по пару, конденсату и питательной воде используют *тепловые схемы* - графическое изображение отдельных элементов и трубопроводов с помощью условных обозначений. На рис.4.2 приведена тепловая схема ТЭС, изображённой на рис.4.1.



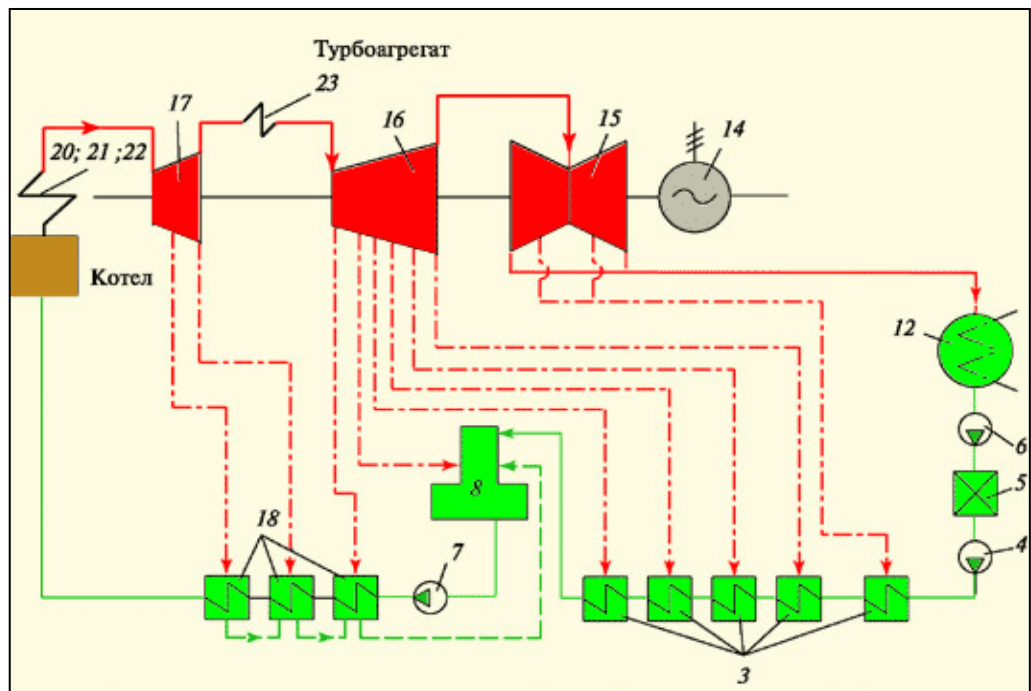


Рисунок 4.2. Тепловая схема ТЭС

#### 4.2. Компонировка современных ТЭС

Основным строительным сооружением ТЭС является главный корпус, поперечный разрез по которому показан на рис.4.3. Он состоит из трёх отделений: *турбинного, деаэраторного и котельного*.

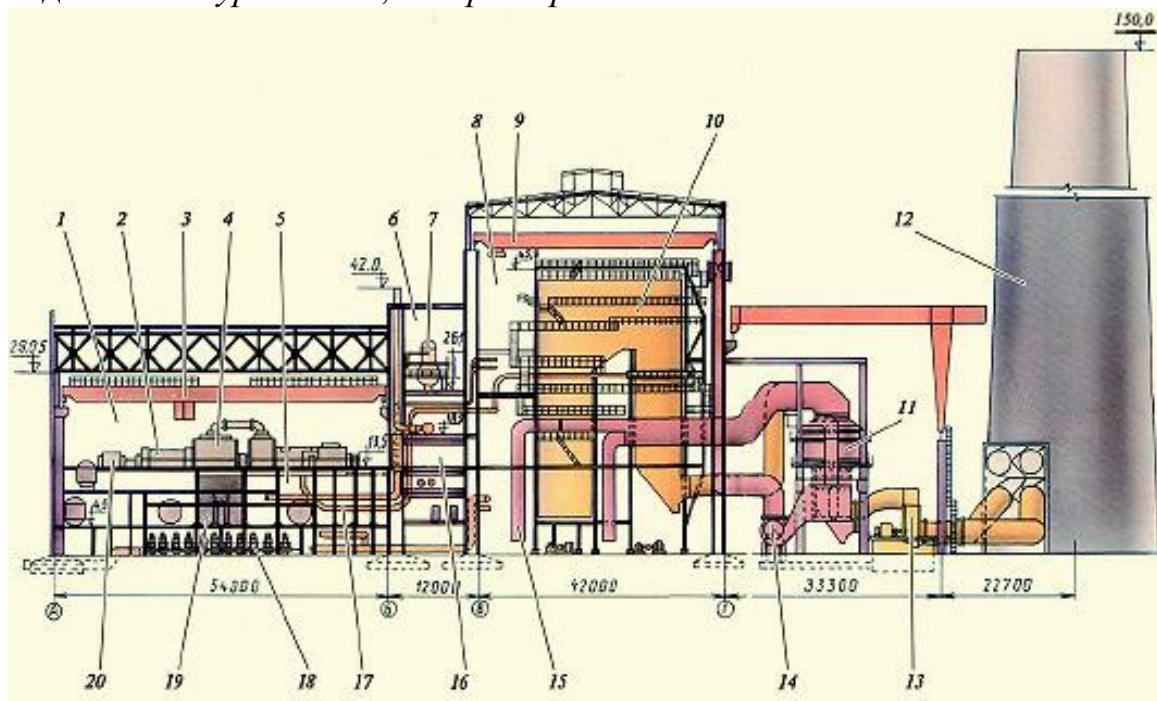


Рисунок 4.3. Поперечный разрез главного корпуса ТЭС

В турбинном отделении на одном валу установлены: паровая турбина, электрогенератор и возбудитель (эту совокупность называют *турбоагрегатом*).

Помещение, в котором размещается турбина, называется *машинным залом* (машзалом). Общий вид машзала типичной ТЭС показан на рис.4.4.

Турбоагрегаты закрыты металлическими кожухами (кожух необходим, прежде всего, для обеспечения постоянного температурного режима изоляции турбины).

Если мощность турбогенераторов не превышает 500 МВт, то они располагаются поперёк машзала; если мощность 800 МВт и выше, то вдоль машзала.

Общий вид турбоагрегата мощностью 800 МВт показан на рис.4.5.

На переднем плане виден *возбудитель*, далее электрогенератор, а на заднем плане - *паровая турбина*, закрытая металлическим кожухом.

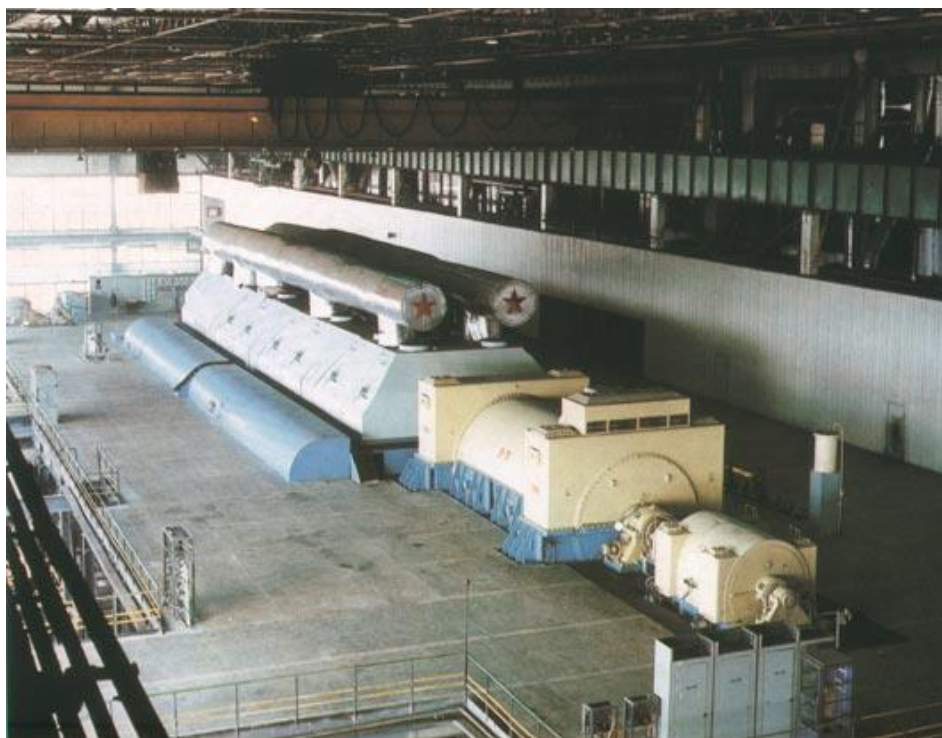
Под полом машзала находится *конденсационное помещение*, в котором на нулевой отметке расположен конденсатор. В конденсационном помещении также размещаются конденсатные насосы, насосы маслоснабжения, питательный насос и др.

Котельное отделение находится в правой части главного корпуса. Здесь размещаются парогенераторы. Рядом с котельным отделением на открытом воздухе располагаются воздухоподогреватели, дымососы и дымовая труба, а также при необходимости градирня.

Деаэраторное отделение находится между турбинным и котельным отделениями. На деаэраторной этажерке размещены деаэраторы. Конденсат, подлежащий деаэрации, и пар для его нагрева поступает в деаэраторы из турбинного отделения. Из деаэраторов питательная вода с помощью питательного насоса поступает в ПВД, а затем в парогенератор.



Рисунок 4.4 Общий вид машзала типичной ТЭС



**Рисунок 4.5. Общий вид турбоагрегата мощностью 800 МВт**

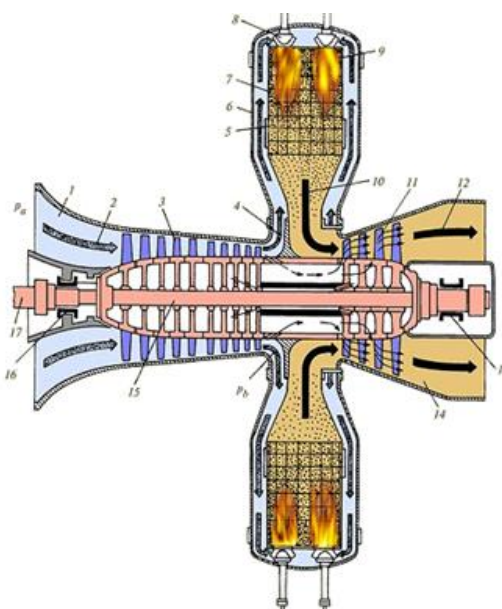
В деаэрационном помещении на высотной отметке машзала расположены щиты управления парогенераторами и турбинами со всеми необходимыми приборами и автоматикой. Здесь находятся операторы, управляющие работой ТЭС.

#### **4.3. Газотурбинные установки электростанций**

*Газотурбинная установка (ГТУ) состоит из воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих её работу. ГТУ, соединённую с электрическим генератором, называют газотурбинным агрегатом.*

Принципиальная схема ГТУ показана на рис. 4.6. Воздух из атмосферы поступает на вход воздушного компрессора, который представляет собой *роторную турбомашину с проточной частью*, состоящей из вращающихся и неподвижных решёток. Ротор компрессора приводится во вращение газовой турбиной. Поток сжатого воздуха подаётся в одну, две (как на рис. 4.6) или более камер сгорания. При этом в большинстве случаев поток воздуха, идущий из компрессора, разделяется на два потока. Первый поток направляется к горелочным устройствам, куда также подаётся топливо (газ или жидкое топливо). *При сжигании топлива образуются продукты сгорания топлива высокой температуры.* К ним подмешивается относительно холодный воздух второго потока с тем, чтобы получить газы (их обычно называют рабочими газами) с допустимой для деталей газовой турбины температурой.



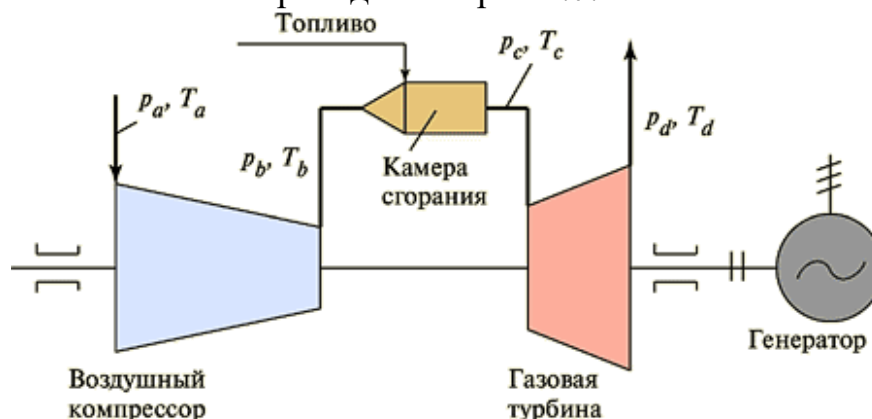


**Рисунок 4.6. Принципиальная схема ГТУ**

Рабочие газы с давлением  $p_c$  подаются в проточную часть газовой турбины, принцип действия которой ничем не отличается от принципа действия паровой турбины (отличие состоит только в том, что газовая турбина работает на продуктах сгорания топлива, а не на паре). В газовой турбине рабочие газы расширяются практически до атмосферного давления  $p_d$ , поступают в выходной диффузор 14, и из него - либо сразу в дымовую трубу, либо предварительно в какой-либо теплообменник, использующий теплоту уходящих газов ГТУ.

Вследствие расширения газов приводится во вращение ротор газовой турбины; т.е. происходит преобразование тепловой энергии газов в механическую энергию. Весьма значительная часть (примерно половина) энергии тратится на привод компрессора, а оставшаяся часть - на привод *электрогенератора*. Это и есть полезная мощность ГТУ, которая указывается при её маркировке.

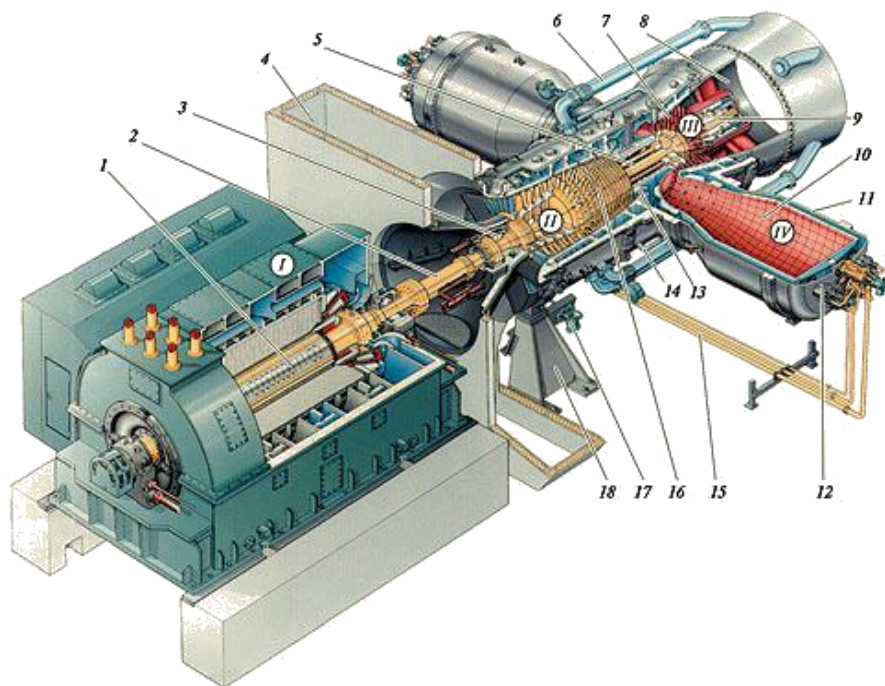
Тепловая схема ГТУ приведена на рис.4.7.



**Рисунок 4.7. Тепловая схема ГТУ**

На рис. 4.8 показано устройство ГТУ V94.3 фирмы *Siemens*. Атмосферный воздух от комплексного воздухоочистительного устройства (КБОУ) поступает в шахту 4, а из неё - к проточной части 16 воздушного компрессора. В компрессоре происходит сжатие воздуха. *Степень сжатия в*

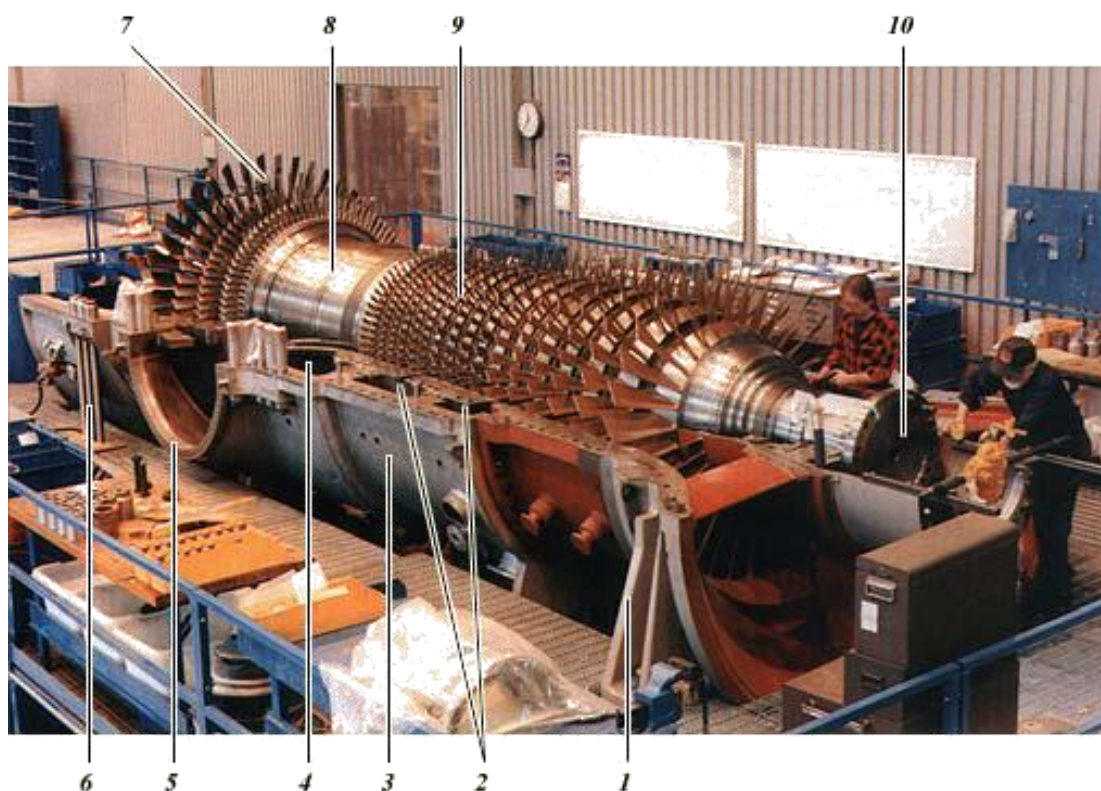
типичных компрессорах составляет 13 - 17, и таким образом давление в тракте ГТУ не превышает 1,3 - 1,7 МПа (13 - 17 ат). Давление пара в паровой турбине больше, чем давление газов в ГТУ в 10 - 15 раз. Малое давление рабочей среды обуславливает малую толщину стенок корпусов и лёгкость их прогрева. Именно это делает ГТУ очень маневренной, т.е. способной к быстрым пускам и остановкам. Если для пуска паровой турбины в зависимости от её начального температурного состояния требуется от 1 ч до нескольких часов, то ГТУ может быть введена в работу за 10 - 15 мин.



**Рисунок 4.8. ГТУ V94.3 фирмы Siemens**

Для ПГУ-450Т используется ГТУ V94.2 производства предприятия Интертурбо - совместного предприятия фирмы Siemens и АО ЛМЗ.

На рис. 4.9 показан продольный разрез ГТУ V94.2, (верхняя часть чертежа) с закрытой нижней частью.



**Рисунок 4.9. Продольный разрез ГТУ V94.2**

Газовая турбина является наиболее сложным элементом ГТУ, что обусловлено в первую очередь очень высокой температурой рабочих газов, протекающих через её проточную часть: температура газов перед турбиной  $1350^{\circ}\text{C}$  в настоящее время считается «стандартной», и ведущие фирмы, в первую очередь *General Electric*, работают над освоением начальной температуры  $1500^{\circ}\text{C}$ . Напомним, что «стандартная» начальная температура для паровых турбин составляет  $540^{\circ}\text{C}$ , а в перспективе - температура  $600 - 620^{\circ}\text{C}$ . Температура газов за ГТУ достаточно высока, и значительное количество теплоты, полученной при сжигании топлива, в буквальном смысле уходит в дымовую трубу. Поэтому при автономной работе ГТУ её КПД невелик: для типичных ГТУ он составляет 35 - 36 %, т.е. меньше, чем КПД паровой турбины.

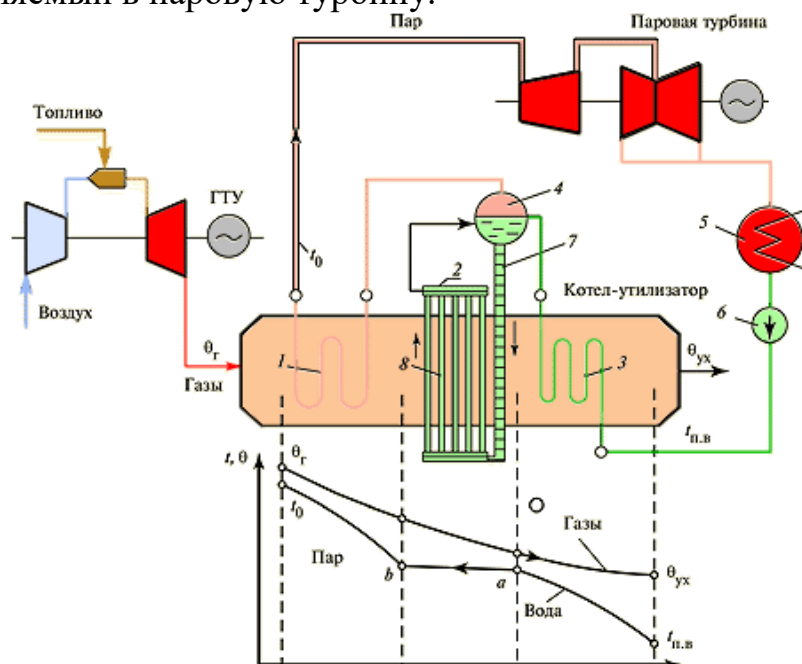
Стремление повысить начальную температуру связано, прежде всего, с выигрышем в экономичности, который она даёт; повышение начальной температуры с  $1100$  до  $1450^{\circ}\text{C}$  даёт увеличение КПД с 32 до 40 %, т.е. приводит к экономии топлива в 25 %. Ещё одним недостатком ГТУ является невозможность использования в них низкосортных топлив. Она может хорошо работать только на газе или на хорошем жидком топливе, например дизельном. Паросиловые энергоблоки могут работать на любом топливе, включая самое низкосортное.

Газовая турбина как паровая выполняется многоступенчатой, обычно она имеет 3 - 4 ступени.

#### **4.4. Парогазовые установки электростанций**

*Парогазовыми* называются энергетические установки (ПГУ), в которых теплота уходящих газов ГТУ прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле.

На рис. 4.10 показана принципиальная схема простейшей парогазовой установки, так называемого утилизационного типа. Уходящие газы ГТУ поступают в *котёл-утилизатор* - теплообменник противоточного типа, в котором за счет тепла горячих газов получают пар высоких параметров, направляемый в паровую турбину.



**Рисунок 4.10. Принципиальная схема простейшей парогазовой установки**

Котёл-утилизатор представляет собой шахту прямоугольного сечения, в которой размещены поверхности нагрева, образованные сребрёнными трубами, внутрь которых подаётся рабочее тело паротурбинной установки (вода или пар). В простейшем случае поверхности нагрева котла-утилизатора состоят из трёх элементов: экономайзера 3, испарителя 2 и пароперегревателя 1. *Центральным элементом является испаритель, состоящий из барабана 4 (длинного цилиндра, заполняемого наполовину водой), нескольких опускных труб 7 и достаточно плотно установленных вертикальных труб собственно испарителя 8. Испаритель работает на принципе естественной конвекции.* Испарительные трубы находятся в зоне более высоких температур, чем опускные. Поэтому в них вода нагревается, частично испаряется и поэтому становится легче и поднимается вверх в барабан. Освобождающееся место заполняется более холодной водой по опускным трубам из барабана. Насыщенный пар собирается в верхней части барабана и направляется в трубы пароперегревателя 1. Расход пара из барабана 4 компенсируется подводом воды из экономайзера 3. При этом поступающая вода, прежде чем испариться полностью, многократно пройдет через испарительные трубы. Поэтому описанный котёл-утилизатор называется *котлом с естественной циркуляцией*.



В экономайзере происходит нагрев поступающей питательной воды практически до температуры кипения. Из барабана сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура получаемого перегретого пара  $t_0$  всегда, конечно, меньше, чем температура газов  $\theta_{\Gamma}$ , поступающих из газовой турбины (обычно на 25 - 30 °С).

Под схемой котла-утилизатора на рис. 4.10 показано изменение температур газов и рабочего тела при их движении навстречу друг другу. Температура газов плавно уменьшается от значения  $\theta_{\Gamma}$  на входе до значения  $\theta_{\text{ух}}$  температуры уходящих газов. Движущаяся навстречу питательная вода повышает в экономайзере свою температуру до температуры кипения (точка  $a$ ). С этой температурой (на грани кипения) вода поступает в испаритель. В нём происходит испарение воды. При этом её температура не изменяется (процесс  $a - b$ ). В точке  $b$  рабочее тело находится в виде сухого насыщенного пара. Далее в пароперегревателе происходит его перегрев до значения  $t_0$ .

Образующийся на выходе из пароперегревателя пар направляется в паровую турбину, где, расширяясь, совершает работу. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор, конденсируется и с помощью питательного насоса  $b$ , повышающего давление питательной воды, направляется снова в котёл-утилизатор.

Таким образом, принципиальное отличие паросиловой установки (ПСУ) ПГУ от обычной ПСУ ТЭС состоит только в том, что топливо в котле-утилизаторе не сжигается, а необходимая для работы ПСУ ПГУ теплота берётся от уходящих газов ГТУ. Общий вид котла – утилизатора приведен на рис.4.11.

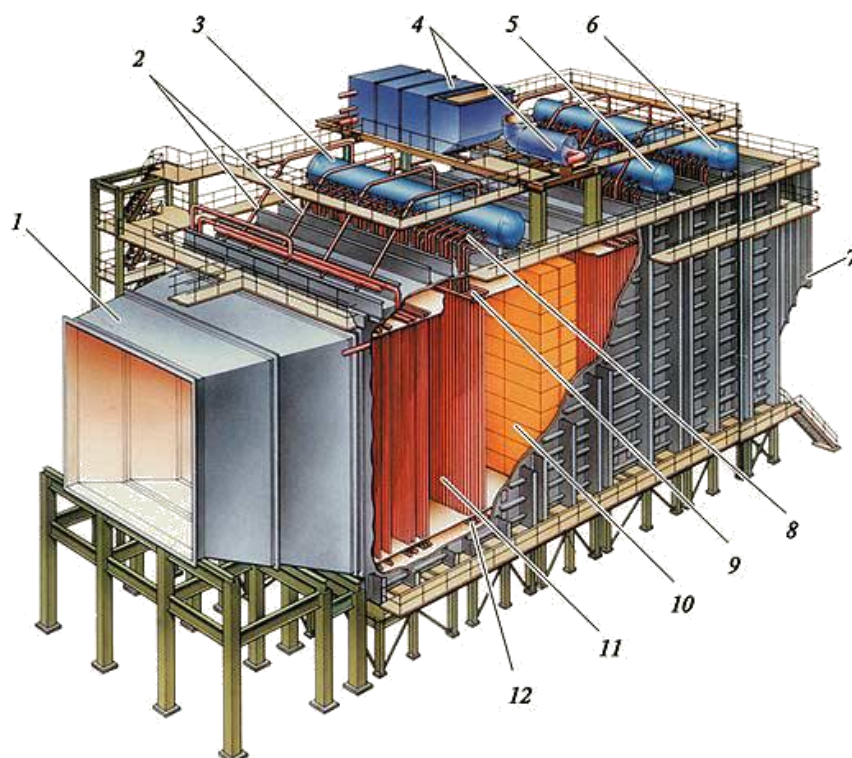
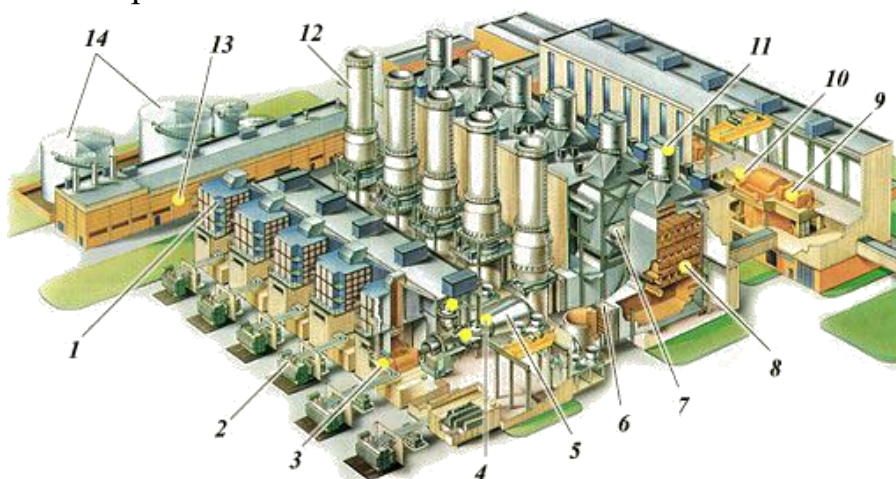


Рисунок 4.11. Общий вид котла – утилизатора



Электростанция с ПГУ показана на рис. 4.12, на котором изображена ТЭС с тремя энергоблоками. Каждый энергоблок состоит из двух рядом стоящих ГТУ 4 типа V94.2 фирмы *Siemens*, каждая из которых свои уходящие газы высокой температуры направляет в свой котёл-утилизатор 8. Пар, генерируемый этими котлами, направляется в одну паровую турбину 10 с электрогенератором 9 и конденсатором, расположенным в конденсационном помещении под турбиной. Каждый такой энергоблок имеет суммарную мощность 450 МВт (каждая ГТУ и паровая турбина имеют мощность примерно 150 МВт). Между выходным диффузором 5 и котлом-утилизатором 8 установлена байпасная (обводная) дымовая труба 12 и газоплотный шибер 6.



**Рисунок 4.12. Электростанция с ПГУ**

Основные преимущества ПГУ.

1. Парогазовая установка - в настоящее время самый экономичный двигатель, используемый для получения электроэнергии.

2. Парогазовая установка - самый экологически чистый двигатель. В первую очередь это объясняется высоким КПД - ведь вся та теплота, содержащаяся в топливе, которую не удалось преобразовать в электроэнергию, выбрасывается в окружающую среду и происходит её тепловое загрязнение. Поэтому уменьшение тепловых выбросов ПГУ по сравнению с паросиловой примерно соответствует уменьшению расхода топлива на производство электроэнергии.

3. Парогазовая установка - очень маневренный двигатель, с которым в маневренности может сравниться только автономная ГТУ. Потенциально высокая маневренность ПТУ обеспечивается наличием в её схеме ГТУ, изменение нагрузки которой происходит в течение нескольких минут.

4. При одинаковой мощности паросиловой и парогазовой ТЭС потребление охлаждающей воды ПГУ примерно втрое меньше. Это определяется тем, что мощность паросиловой части ПГУ составляет 1/3 от общей мощности, а ГТУ охлаждающей воды практически не требует.

5. ПГУ имеет более низкую стоимость установленной единицы мощности, что связано с меньшим объёмом строительной части, с отсутствием сложного энергетического котла, дорогой дымовой трубы,

системы регенеративного подогрева питательной воды, использованием более простых паровой турбины и системы технического водоснабжения.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главным недостатком всех тепловых электростанций является то, что все виды применяемого топлива являются невозполнимыми природными ресурсами, которые постепенно заканчиваются. Кроме того, ТЭС потребляют значительное количество топлива (ежедневно одна ГРЭС мощностью 2000 МВт сжигает за сутки два железнодорожных состава угля) и являются самыми экологически «грязными» источниками электроэнергии, особенно если они работают на высокотемпературных сернистых топливах. Именно поэтому в настоящее время, наряду с использованием атомных и гидравлических электростанций, ведутся разработки электрических станций, использующих возобновляемые или другие альтернативные источники энергии. Однако, несмотря на то что ТЭС являются основными производителями электроэнергии в большинстве стран мира и останутся таковыми, как минимум в ближайшие 50 лет.

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЛЕКЦИИ 4

1. Тепловая схема ТЭЦ – 3 балла.
2. Технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС – 3 балла.
3. Компоновка современных ТЭС – 3 балла.
4. Особенности ГТУ. Структурная схема ГТУ. КПД ГТУ – 3 балла.
5. Тепловая схема ГТУ – 3 балла.
6. Особенности ПГУ. Структурная схема ПГУ. КПД ПГУ – 3 балла.
7. Тепловая схема ПГУ – 3 балла.

**АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ. ТОПЛИВО ДЛЯ АЭС.  
ПРИНЦИП РАБОТЫ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА. ПРОИЗВОДСТВО  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АЭС С ТЕПЛОВЫМИ РЕАКТОРАМИ.  
РЕАКТОРЫ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ. ДОСТОИНСТВА И  
НЕДОСТАТКИ СОВРЕМЕННЫХ АЭС**

**5.1. Основные понятия**

Атомная электростанция (АЭС) это электростанция, вырабатывающая электрическую энергию путём преобразования тепловой энергии, выделяющейся в ядерном реакторе (реакторах) в результате управляемой цепной реакции деления (расщепления) ядер атомов урана. Принципиальное отличие АЭС от ТЭС только в том, что вместо парогенератора используется ядерный реактор - устройство, в котором осуществляется управляемая цепная ядерная реакция, сопровождающаяся выделением энергии.

Радиоактивные свойства у урана впервые обнаружил французский физик *Антуан Беккерель* в 1896 году. Английский физик *Эрнест Резерфорд* впервые осуществил искусственную ядерную реакцию под действием  $\alpha$ -частиц в 1919 году. Немецкие физики *Отто Ган* и *Фриц Штрассман* открыли в 1938 году, что деление тяжёлых ядер урана при бомбардировке нейтронами *сопровождается выделением энергии*. Реальное использование этой энергии стало делом времени.

Первый ядерный реактор построен в декабре 1942 года в США группой физиков Чикагского университета под руководством итальянского физика *Энрико Ферми*. Впервые была реализована незатухающая реакция деления ядер урана. Ядерный реактор, названный СР-1, состоял из графитовых блоков, между которыми были расположены шары из природного урана и его двуокиси. Быстрые нейтроны, появляющиеся после деления ядер  $^{235}\text{U}$ , замедлялись графитом до тепловых энергий, а затем вызывали новые деления ядер. Реакторы, в которых основная доля делений происходит под действием тепловых нейтронов, называют реакторами на тепловых (медленных) нейтронах; в таких реакторах замедлителя значительно больше чем урана.

В Европе первый ядерный реактор Ф-1 был изготовлен и запущен в декабре 1946 года в Москве группой физиков и инженеров во главе с академиком *Игорем Васильевичем Курчатовым*. Реактор Ф-1 был набран из графитовых блоков и имел форму шара диаметром примерно 7,5 м. В центральной части шара диаметром 6 м в отверстиях графитовых блоков были размещены урановые стержни. Реактор Ф-1, как и СР-1, не имел системы охлаждения, поэтому работал на малых уровнях мощности: от долей до единиц ватта.

Результаты исследований на реакторе Ф-1 послужили основой проектов для промышленных реакторов. В 1948 году под руководством И. В. Курчатова начались работы по практическому применению энергии атома для получения электроэнергии.

Первая в мире промышленная атомная электростанция мощностью 5 МВт была запущена 27 июня 1954 года в г. Обнинске Калужской области. В 1958 г. была введена в эксплуатацию 1-я очередь Сибирской АЭС мощностью 100 МВт (полная проектная мощность 600 МВт). В том же году развернулось строительство Белоярской промышленной АЭС, а в апреле 1964 г. генератор 1-й очереди дал электроэнергию потребителям. В сентябре 1964 года был пущен 1-й блок Нововоронежской АЭС мощностью 210 МВт. Второй блок мощностью 350 МВт запущен в декабре 1969 года. В 1973 году запущена Ленинградская АЭС.

В Великобритании первая АЭС промышленного назначения мощностью 46 МВт была введена в эксплуатацию в 1956 году в Колдер-Холле. Через год вступила в строй АЭС мощностью 60 МВт в Шиппингпорте (США).

Мировыми лидерами по производству ядерной электроэнергии являются: *США (788,6 млрд. кВт·ч/год), Франция (426,8 млрд. кВт·ч/год), Япония (273,8 млрд. кВт·ч/год), Германия (158,4 млрд. кВт·ч/год) и Россия (154,7 млрд. кВт·ч/год).* На начало 2004 года в мире действовал 441 энергетический ядерный реактор, российское ОАО «ТВЭЛ» поставляет топливо для 75 из них.

Крупнейшая АЭС в Европе - Запорожская АЭС г. Энергодар (Украина) - 6 атомных реакторов суммарной мощностью 6 ГВт. Крупнейшая в мире АЭС - Касивадзаки-Карива (Япония) - пять кипящих ядерных реакторов (*BWR*) и два продвинутых кипящих ядерных реактора (*ABWR*), суммарная мощность которых составляет 8,2 ГВт.

В настоящее время в России работают АЭС: Балаковская, Белоярская, Билибинская, Ростовская, Калининская, Кольская, Курская, Ленинградская, Нововоронежская, Смоленская.

В разработках проекта Энергетической стратегии России на период до 2030 года предусмотрено увеличение производства электроэнергии на атомных электростанциях в 4 раза.

Атомные электростанции классифицируются в соответствии с установленными на них реакторами:

- реакторы на тепловых нейтронах, использующие специальные замедлители для увеличения вероятности поглощения нейтрона ядрами атомов топлива;

- реакторы на быстрых нейтронах.

По виду отпускаемой энергии атомные станции делятся на:

- атомные электростанции (АЭС), предназначенные для выработки только электроэнергии;

- атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ), вырабатывающие как электроэнергию, так и тепловую энергию.

В настоящее время только в России рассматриваются варианты строительства атомных станций теплоснабжения.

АЭС не использует воздух для окисления топлива, не даёт выбросов золы, оксидов серы, углерода и т.д. в атмосферу, имеет радиоактивный фон

ниже, чем на ТЭС, но, как и ТЭС, потребляет огромное количество воды для охлаждения конденсаторов.

## 5.2. Топливо для АЭС

Главное отличие АЭС от ТЭС состоит в *использовании ядерного горючего вместо органического топлива*. Ядерное горючее получают из природного урана, который добывают либо в шахтах (Нигер, Франция, ЮАР), либо в открытых карьерах (Австралия, Намибия), либо способом подземного выщелачивания (Канада, Россия, США). Уран широко распространён в природе, но богатых по содержанию залежей урановых руд нет. Уран содержится в различных горных породах и воде в рассеянном состоянии. Природный уран это смесь в основном неделящегося изотопа урана  $^{238}\text{U}$  (более 99%) и *делящегося изотопа*  $^{235}\text{U}$  (примерно 0,71%), который и представляет собой ядерное горючее (1 кг  $^{235}\text{U}$  выделяет энергию равную теплоте сгорания примерно 3000 т каменного угля).

Для работы реакторов АЭС требуется *обогащение урана*. Для этого природный уран направляется на обогатительный завод, после переработки, на котором 90% природного обеднённого урана направляется на хранение, а 10% обогащается до 3,3 - 4,4 %.

Из обогащённого урана (точнее диоксида урана  $\text{UO}_2$  или окиси-закиси урана  $\text{U}_2\text{O}_2$ ) изготавливают *тепловыделяющие элементы* - ТВЭЛы - цилиндрические таблетки диаметром 9 мм и высотой 15-30 мм. Эти таблетки помещают в герметические *циркониевые* (поглощение нейтронов цирконием в 32,5 раза меньше чем сталью) *тонкостенные трубки* длиной около 4 м. ТВЭЛы собирают в тепловыделяющие сборки (ТВС) по несколько сотен штук.

Все дальнейшие процессы расщепления ядер  $^{235}\text{U}$  с образованием осколков деления, радиоактивных газов и т.д. происходят *внутри герметичных трубок ТВЭЛов*.

После постепенного расщепления  $^{235}\text{U}$  и уменьшения его концентрации до 1,26%, *когда мощность реактора существенно уменьшается, ТВС извлекают из реактора*, некоторое время хранят в бассейне выдержки, а затем направляют на радиохимический завод для переработки.

Таким образом, в отличие от ТЭС, где топливо стремятся сжигать полностью, на АЭС невозможно расщепить ядерное топливо на 100%. Поэтому на АЭС нельзя рассчитать КПД по удельному расходу условного топлива. Для оценки эффективности работы энергоблока АЭС используется КПД нетто

$$\eta_{\text{нетто}} = \frac{\mathcal{E}}{Q_{\text{реак}}} 100\%,$$

где  $\mathcal{E}$  - выработанная энергия,  $Q_{\text{реак}}$  - выделившееся в реакторе тепло заодно и тоже время.

Подсчитанный таким образом КПД АЭС составляет 30 - 32 %, но сравнивать его с КПД ТЭС, составляющим 37 - 40 %, не вполне правомочно.

Кроме изотопа урана 235 в качестве ядерного топлива также используются:

- изотоп урана 233 ( $^{233}\text{U}$ );
- изотоп плутония 239 ( $^{239}\text{Pu}$ );
- изотоп тория 232 ( $^{232}\text{Th}$ ) (посредством преобразования в  $^{233}\text{U}$ ).

### 5.3. Принцип работы ядерного реактора

Принципиальная схема ядерного реактора на тепловых (медленных) нейтронах показана на рис.5.1, здесь 1 - управляющие стержни, 2 - биологическая защита, 3 - тепловая защита, 4 - замедлитель, 5 - ядерное топливо (ТВЭЛы).

При попадании нейтрона в ядро изотопа урана 235 оно делится на две части и вылетают несколько (2,5-3) новых вторичных нейтронов. Чтобы в ядерном реакторе могла поддерживаться цепная реакция, необходимо чтобы в активной зоне реактора масса ядерного горючего была не менее критической. Реактор должен содержать такое количество  $^{235}\text{U}$ , чтобы в среднем хотя бы один из числа получающихся нейтронов на каждом акте деления смог бы вызвать следующий акт деления, прежде чем он покинет активную зону реактора.

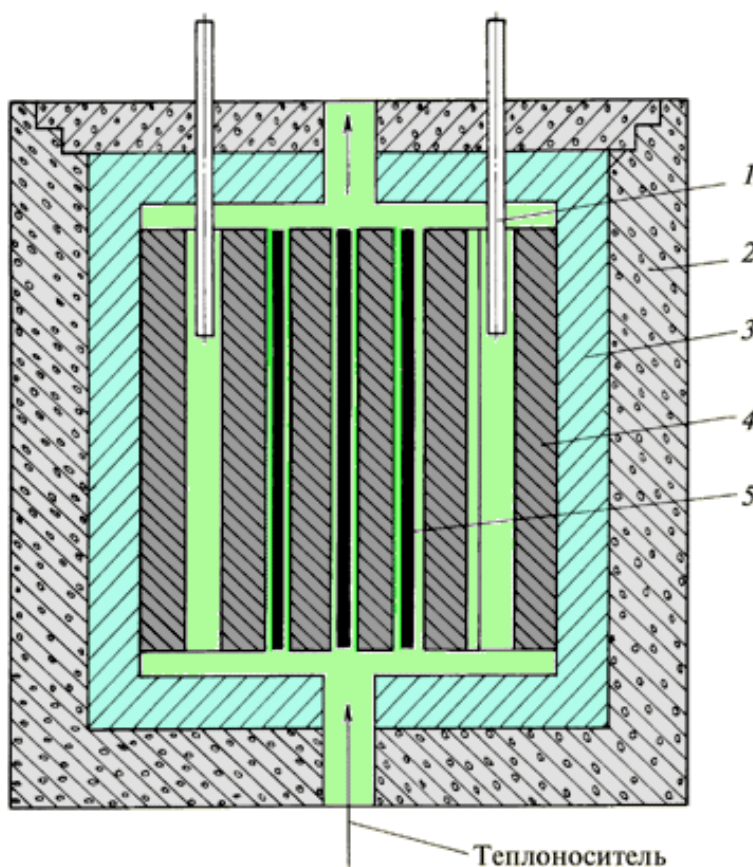


Рисунок 5.1. Принципиальная схема ядерного реактора на тепловых нейтронах

*Если число нейтронов будет поддерживаться постоянным, то реакция деления будет иметь стационарный характер. Чем выше*

стационарный уровень числа существующих нейтронов, тем больше мощность реактора. Мощность в 1 МВт соответствует цепной реакции, при которой происходит  $3 \cdot 10^{16}$  делений в 1 секунду.

Если число нейтронов будет увеличиваться, то произойдёт тепловой взрыв, если уменьшаться, то реакция прекратится. Регулирование скорости течения реакции производится *с помощью управляющих стержней 1*.

Текущее состояние ядерного реактора можно охарактеризовать эффективным коэффициентом размножения нейтронов  $k$  или реактивностью  $\rho$ , которые связаны между собой соотношением:

$$\rho = \frac{k - 1}{k}.$$

Для этих величин характерны следующие значения:

- $k > 1$  - цепная реакция нарастает во времени, реактор находится в надкритическом состоянии, его реактивность  $\rho > 0$ ;
- $k < 1$  - реакция затухает, реактор - подкритичен,  $\rho < 0$ ;
- $k = 1$ ,  $\rho = 0$  - число делений ядер постоянно, реактор находится в стабильном критическом состоянии.

Ядерный реактор может работать с заданной мощностью в течение длительного времени только в том случае, если в начале работы он имеет запас реактивности. В процессе работы ядерного реактора из-за накопления в топливе осколков деления изменяется его изотопный и химический состав, происходит образование трансурановых элементов, главным образом Рu. Протекающие в реакторе процессы снижают возможность протекания цепной реакции деления ядер атомов.

Для поддержания и осуществления цепной реакции необходимо ограничить поглощение нейтронов материалами окружающими активную зону реактора. Этим достигается использованием таких материалов (для биологической 2 и тепловой 3 защиты), которые хотя бы частично (в идеальном случае 50%) отражали нейтроны, т.е. не поглощали их. Особое значение имеет выбор теплоносителя, служащего для переноса тепла из активной зоны к турбине.

Образующиеся в результате деления нейтроны могут быть быстрыми (иметь большую скорость) и медленными (тепловыми). Вероятность захвата медленного нейтрона ядром  $^{235}\text{U}$  и его последующего расщепления больше, чем быстрого нейтрона. Поэтому ТВЭЛы 5 окружают специальными замедлителями 4, которые замедляют нейтроны, слабо поглощая их. Для уменьшения утечки нейтронов из реактора его снабжают отражателем. В качестве замедлителей и отражателей наиболее часто используют графит, тяжёлую ( $\text{D}_2\text{O}$ ), обычную воду и др.

Количество стационарно существующих нейтронов определяет число образующихся осколков деления ядер, которые разлетаются в разные стороны с огромной скоростью. Торможение осколков приводит к разогреву топлива и стенок ТВЭЛов. Для снятия этого тепла в реактор подаётся *теплоноситель*, нагрев которого и является целью работы реактора. Часто одно и то же

вещество, например обычная вода, выполняет функции *теплоносителя, замедлителя и отражателя*. Подача воды в реактор производится с помощью *главных циркуляционных насосов (ГЦН)*.

Особое значение в реакторах имеют средства управления регулирования хода цепной реакции. Достаточно эффективным средством регулирования являются вещества - поглотители, обладающие исключительной способностью захвата нейтронов, такие как *бор* и *кадмий*. Поглотители по мере необходимости вводятся в активную зону реактора для быстрого прекращения ядерной реакции.

#### **5.4. Устройство на АЭС с тепловыми реакторами**

Наибольшее распространение в мировой энергетике получили реакторы на тепловых нейтронах двух видов: корпусные и канальные.

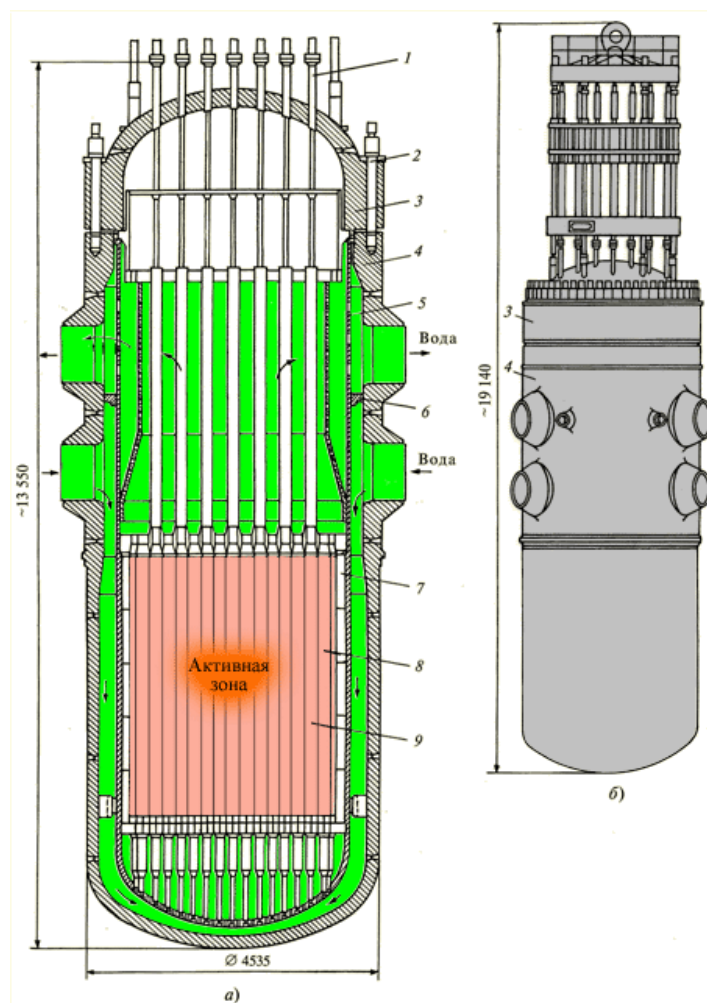
Основной особенностью корпусных реакторов является то, что их активная зона располагается в толстостенном корпусе. Корпусные реакторы имеют две разновидности:

- *реакторы с водой под давлением* (в английской транскрипции *PWR - pressed water reactor*, ВВЭР - водо - водяной энергетический реактор);
- *кипящие реакторы (BWR - boiling water reactor)*.

*В водо - водяном реакторе циркулирует только вода под высоким давлением. В кипящем реакторе над поверхностью жидкости образуется насыщенный водяной пар, который направляется в паровую турбину. В корпусных реакторах и теплоносителем, и замедлителем является вода. Реакторы кипящего типа в России не строят.*

На рис.5.2 представлен реактор ВВЭР-1000 (электрическая мощность 1000 МВт) (*а* - продольный разрез, *б* - внешний вид).





**Рисунок 5.2. Ядерный реактор ВВЭР-1000**

Корпус реактора состоит из цилиндрического сосуда и крышки 3, притягиваемой к сосуду шпильками 2. В сосуде подвешивается шахта 5, представляющая собой тонкостенный сосуд с уплотнением 6 и системой отверстий, обеспечивающих направленное движение теплоносителя (воды). Теплоноситель с давлением 157 ат и температурой  $289^{\circ}\text{C}$  поступает по четырём штуцерам в кольцевое пространство между корпусом и шахтой и движется вниз между ними. На этой стадии вода выполняет функцию отражателя нейтронов. Дно шахты 5 имеет многочисленные отверстия, через которые вода попадает внутрь шахты, в которой располагается активная зона, состоящая из отдельных шестигранных тепловыделяющих сборок (рис. 5.3), каждая из которых содержит 312 ТВЭЛов (рис. 5.4).

Поступающий через перфорированное дно шахты теплоноситель движется вверх, омывает ТВЭЛы, разогретые в процессе деления ядерного горючего, нагревается и с температурой  $322,5^{\circ}\text{C}$  через перфорации в верхней части шахты и четыре выходных отверстия направляется в четыре парогенератора.

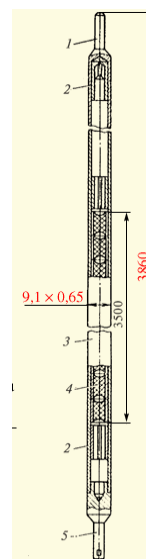
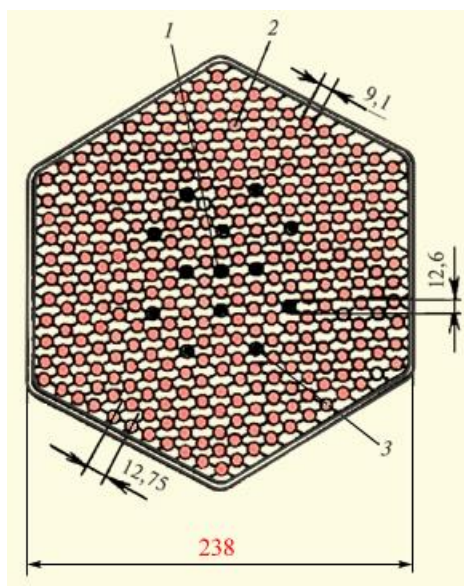


Рисунок 5.3 ТВС реактора ВВЭР-1000 элемент

Рисунок 5.4. Тепловыделяющий элемент

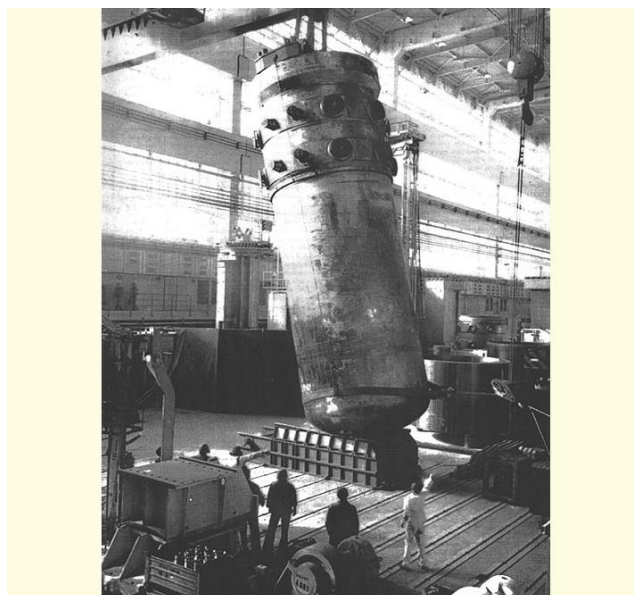
Корпус реактора представляет собой уникальную конструкцию, сваренную из отдельных элементов, изготовленных *ковкой*. Эти элементы выполняются двухстенными, а их масса составляет около 100 т. Масса корпуса без крышки более 300 т., а крышки и шпилек около 100 т.

Реактор ВВЭР обязательно имеет *компенсатор давления*, представляющий собой довольно сложную и громоздкую конструкцию; он служит для выравнивания колебаний давления в контуре во время работы реактора, возникающих за счёт теплового расширения теплоносителя. Давление в 1-м контуре может достигать до 160 атмосфер (ВВЭР-1000).

Помимо воды, в различных реакторах в качестве теплоносителя может применяться также *расплавленный натрий* или газ. Использование натрия позволяет упростить конструкцию оболочки активной зоны реактора (в отличие от водяного контура, давление в натриевом контуре не превышает атмосферное) и избавиться от компенсатора давления, но создаёт свои трудности, связанные с повышенной химической активностью этого металла.

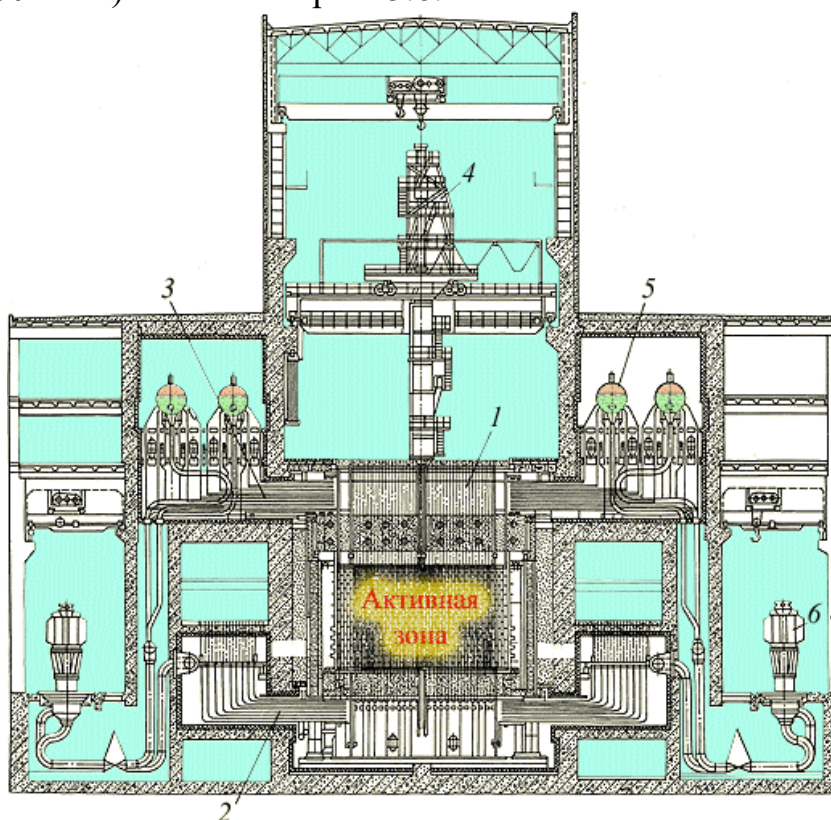
Реакторы серии ВВЭР установлены на: Балаковской, Ростовской, Калининской, Кольской и Нововоронежской АЭС.

Корпус ядерного реактора серии ВВЭР показан на рис. 5.5.



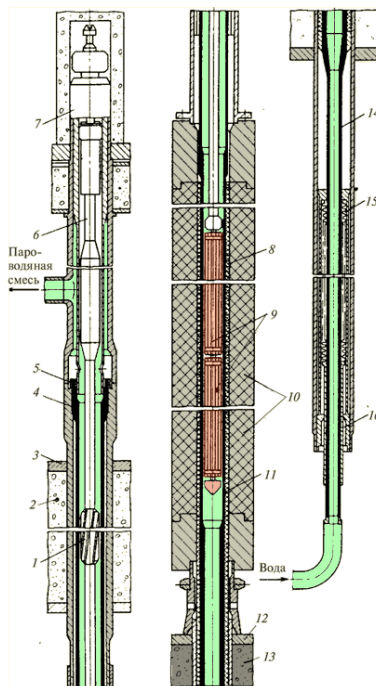
**Рисунок 5.5 Корпус ядерного реактора серии ВВЭР**

Альтернативой корпусным реакторам являются каналные реакторы, которые строились только в СССР под названием РБМК - реактор большой мощности канальный. Такой реактор представляет собой графитовую кладку с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется как бы небольшой кипящий реактор малого диаметра. Замедлителем в таком реакторе служит графит, а теплоносителем - вода. Реактор канального типа РБМК - 1000 (электрическая мощность 1000 МВт, тепловая мощность реактора 3200 МВт) показан на рис. 5.6.



**Рисунок 5.6**

Он состоит из собственно реактора 1, барабанов - сепараторов 3, ГЦН 6 и водяных и пароводяных коммуникаций. Технологический канал реактора РБМК-1000 приведен на рис. 5.7.



**Рисунок 5.7. Технологический канал реактора РБМК-1000**

Активная часть реактора представляет собой графитовую кладку 10 из блоков сечением  $250 \times 250$  мм. В центре каждого блока сделано вертикальное *отверстие (канал)*, в которое помещается парогенерирующее устройство. Совокупность парогенерирующего устройства, кладки и элементов их установки называется *технологическим каналом*. Он включает в себя трубу, состоящую из центральной (циркониевой) части 11, расположенной в области графитовой кладки 10, и двух концевых частей 4 и 14, выполненных из нержавеющей стали. Внутри подвешивается ТВС, состоящая из двух последовательно расположенных пучков. Каждый пучок состоит из 18 стержневых ТВЭЛов диаметром 13,6 мм, толщиной стенки 0,9 мм и длиной 3,5 м.

В нижнюю концевую часть трубы 14 каждого канала поступает вода из ГЦН (рис.5.7) и движется вверх, омывая пучки 9 ТВС. При этом вода нагревается до состояния кипения, частично испаряется и с массовым паросодержанием примерно 15 % направляется в *барабан - сепаратор* 5. Здесь вода и пар разделяются: пар направляется в паровую турбину, а вода с помощью ГЦН снова возвращается в технологические каналы. Активная зона (графитовая кладка) окружена стальным герметичным кожухом и заполнена смесью *гелия* и *азота* при небольшом избыточном давлении.

В период разработки реакторов РБМК температурный предел работы сплавов циркония (оболочки ТВЭЛов) был недостаточно высок. Это определило относительно невысокие параметры пара 70 ат,  $284^{\circ}\text{C}$ . Реакторы серии РБМК установлены на: Курской, Ленинградской и



Смоленской АЭС.

Если сравнивать реакторы типа ВВЭР и РБМК, то основное преимущество ВВЭР в том, что они обладают большей безопасностью:

- реактор ВВЭР имеет защитную оболочку, не допускающую выхода радиоактивных элементов за её пределы;
- в случае потери охлаждения активной зоны цепная реакция в реакторе ВВЭР затухает, в реакторе РБМК - разгорается;
- активная зона реактор ВВЭР не содержит горючего вещества - графита.

Использование в энергетике России энергоблоков типа РБМК объясняется тем, что до ввода в конце 70-х годов завода «Атоммаш» (г. Волгодонск), производящего реакторы типа ВВЭР, СССР мог производить только по одному корпусу реактора в год на Ижорском заводе. Элементы реактора РБМК могли производиться многими общемашиностроительными заводами и не требовали такого уникального оборудования, которое необходимо для изготовления реакторов типа ВВЭР. Сейчас в России производятся только усовершенствованные реакторы типа ВВЭР. Завод «Атоммаш» может ежегодно изготавливать до 8 реакторов.

Важным преимуществом реактора РБМК является возможность непрерывной (ежедневной) замены отработавших ТВС перегрузочной машиной без остановки его. Реактор типа ВВЭР необходимо ежегодно останавливать (со снятием верхнего блока и крышки) для замены 1/3 отработанного топлива.

### 5.5. Производство электроэнергии на АЭС с тепловыми реакторами

Тепловая схема двухконтурной АЭС с реакторами типа ВВЭР приведена на рис. 5.8.

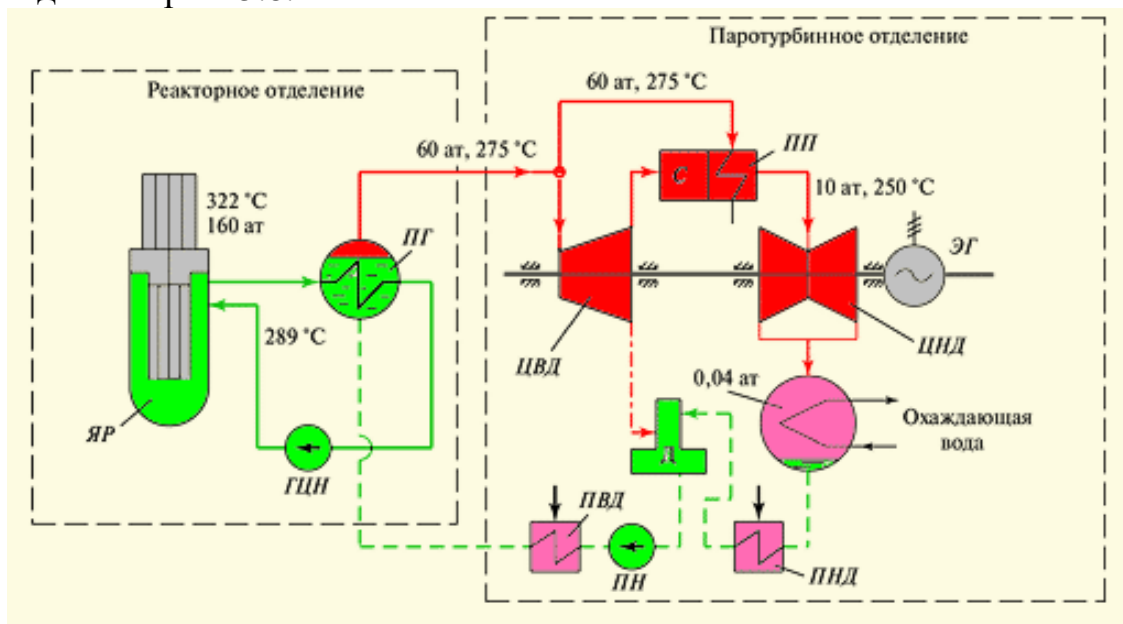


Рисунок 5.8. Тепловая схема двухконтурной АЭС с реакторами типа ВВЭР

Первый контур находится в реакторном отделении. Он включает реактор типа ВВЭР, через который с помощью ГЦН прокачивается вода под

давлением 160 ат. На входе в реактор вода имеет температуру  $289^{\circ}\text{C}$ , на выходе -  $322^{\circ}\text{C}$ .

Как видно из рис.2.2 при давлении 160 ат вода может закипеть только при температуре  $346^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, в первом контуре АЭС всегда циркулирует только вода без образования пара.

Из ядерного реактора вода с температурой  $322^{\circ}\text{C}$  поступает в парогенератор. *Парогенератор - это горизонтальный цилиндрический сосуд (барабан) частично заполненный водой второго контура.* Парогенератор, по существу, является кипятильником, выпаривающем воду при повышенном давлении.

С помощью питательного насоса (ПН) в парогенераторе создаётся давление существенно меньшее, чем в первом контуре (давление свежего пара  $p_0=60$  ат). Поэтому уже при нагреве до  $275^{\circ}\text{C}$  в соответствии с рис.2.2 вода в парогенераторе закипает вследствие нагрева её теплоносителем с температурой  $322^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, в парогенераторе, являющимся связующим звеном первого и второго контура (расположенным в реакторном отделении), получается сухой насыщенный пар с давлением  $p_0=60$  ат, температурой  $t_0=275^{\circ}\text{C}$  и небольшой влажностью (0,5%). Необходимо обратить внимание на низкие начальные параметры пара на входе в турбину и наличие влаги (хотя и небольшой).

Полученный пар по паропроводу поступает в ЦВД паровой турбины. Здесь он расширяется до давления примерно 10 ат. При этом влажность пара возрастает до 10-12 %; поэтому *после ЦВД пар направляется в сепаратор-пароперегреватель (СПП).* В сепараторе от пара отделяется влага, и он поступает в пароперегреватель, где его параметры доводятся до значений 10 ат,  $250^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, пар на выходе СПП является перегретым и с такими параметрами поступает в ЦНД. Расширившись в ЦНД, пар поступает в конденсатор, а из него в конденсатно-питательный тракт, аналогичный как в обычной ТЭС.

Важно отметить, что во втором контуре циркулирует нерадиоактивная вода, что существенно упрощает эксплуатацию и повышает безопасность АЭС.

Тепловая схема одноконтурной АЭС с реакторами РБМК-1000 приведена на рис.5.9. На таких АЭС один и тот же теплоноситель циркулирует через реактор и паротурбинную установку.





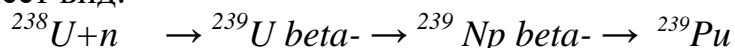
можно очень быстро столкнуться с его дефицитом. Выход из этой ситуации один - создание *реакторов на быстрых нейтронах* (БН).

Экспериментальные реакторы на быстрых нейтронах появились в 1950-е годы. В 1960-80-е годы работы по созданию промышленных реакторов на быстрых нейтронах активно велись в СССР, США и ряде европейских стран. К началу 1990-х большинство этих проектов было прекращено из-за риска аварий и высоких эксплуатационных затрат. В настоящее время в промышленном режиме работают два реактора на быстрых нейтронах в России (Белоярская АЭС, блок БН-600) и Франции (PHENIX). Однако ранее эксплуатировалось несколько таких реакторов: Великобритания блок мощностью 250 МВт (1970-1994); США блок мощностью 98 МВт (1963-1972) и мощностью 400 МВт (1982-1992); Франция блок мощностью 1,2 ГВт (1984-1997), г. Шевченко мощностью 350 МВт (БН-350) (1973-1999).

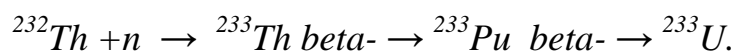
В настоящее время реализуется ряд проектов по разработкам реакторов на быстрых нейтронах. В 2008-2009 гг. Курчатовский институт разработал вариант развития реакторов ВВЭР для работы в замкнутом ядерном топливном цикле с самообеспечением топливом и предложена концепция двухконтурного быстрого пароводяного реактора ПВЭР-650. Разработка таких реакторов ведётся также в Индии, Китае, Южной Корее, Японии. В Индии ведётся строительство демонстрационного быстрого натриевого реактора PBFR-500 мощностью 500 МВт (эл).

Реакторы на быстрых нейтронах позволяют поддерживать цепную реакцию не только с изотопами  $^{235}\text{U}$ , но и с изотопами  $^{238}\text{U}$ , а также изотоп тория ( $^{232}\text{Th}$ ). При попадании быстрых нейтронов в ядро  $^{238}\text{U}$  протекает несколько реакций, в результате которых образуется новое делящееся вещество изотоп плутония 239 ( $^{239}\text{Pu}$ ), которое можно использовать в качестве ядерного топлива.

Схема реакции имеет вид:



В случае использования изотопа 232 тория ( $^{232}\text{Th}$ ) схема реакции имеет вид:



При облучении  $^{232}\text{Th}$  нейтронами образуется неустойчивый изотоп, который после ряда реактивных превращений превращается в расщепляющийся изотоп  $^{233}\text{U}$ .

*В реакторе сведены к минимуму всевозможные замедлители и сокращены бесполезные потери нейтронов.* В реакторах БН в качестве теплоносителя используется жидкий натрий. Активная зона состоит из топливных сборок со стержнями обогащённого урана. Она окружена экраном из стержней с воспроизводящим материалом:  $^{238}\text{U}$  или  $^{232}\text{Th}$ . Это зона воспроизводства.

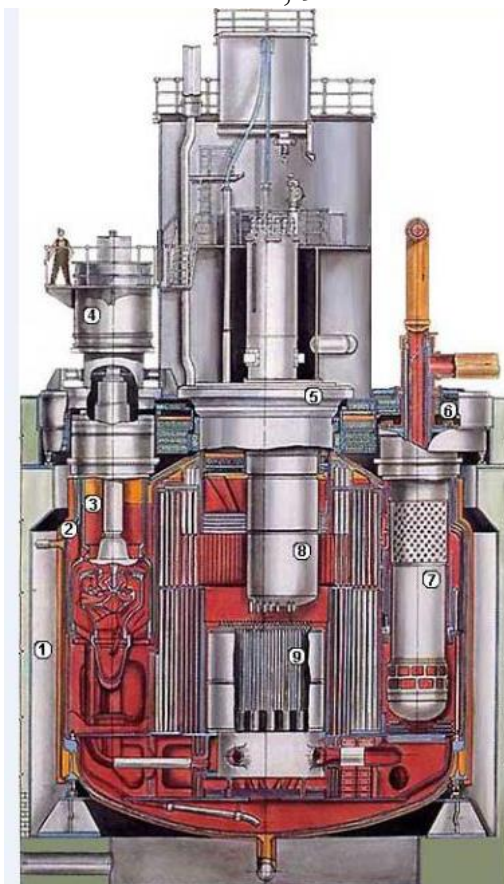
Цепная реакция протекает в активной зоне реактора. Поглощение нейтронов в конструкционных материалах и теплоносителе в реакторе БН сравнительно мало.

Регулирование скорости протекания реакции производится изменением

количества стержней урана в активной зоне. При делении ядра высвобождается 2,5 - 2,9 нейтрона. Один из них производит новое деление, а остальные 1,5 - 1,9 выходят из активной зоны и поглощаются в экране, состоящем из стержней  $^{238}\text{U}$  или  $^{232}\text{Th}$ .

При этом в экране идёт образование искусственного ядерного горючего  $^{239}\text{Pu}$  или  $^{233}\text{U}$ . Сжигая 1 кг  $^{239}\text{Pu}$ , реактор БН не только воспроизводит его, вырабатывает дополнительно 0,4 - 0,7 кг плутония, который может использоваться как новое горючее. Таким образом, реактор БН является наработчиком ядерного топлива с коэффициентом воспроизводства (КВ) 1,4 - 1,7. Ядерно-энергетическая система с реакторами на тепловых нейтронах и реакторами БН может отдавать энергию почти без поступления извне исходного ядерного топлива  $^{235}\text{U}$ .

На рис.5.10 приведен реактор БН-600, где 1-шахта, 2-корпус, 3-ГЦН 1 контура, 4-электродвигатель насоса, 5-большая поворотная пробка, 6-радиационная защита, 7-теплообменник натрия - натрия, 8-центральная поворотная колонна с механизмами СУЗ, 9-активная зона.



**Рисунок 5.10. Ядерный реактор на быстрых нейтронах БН-600**

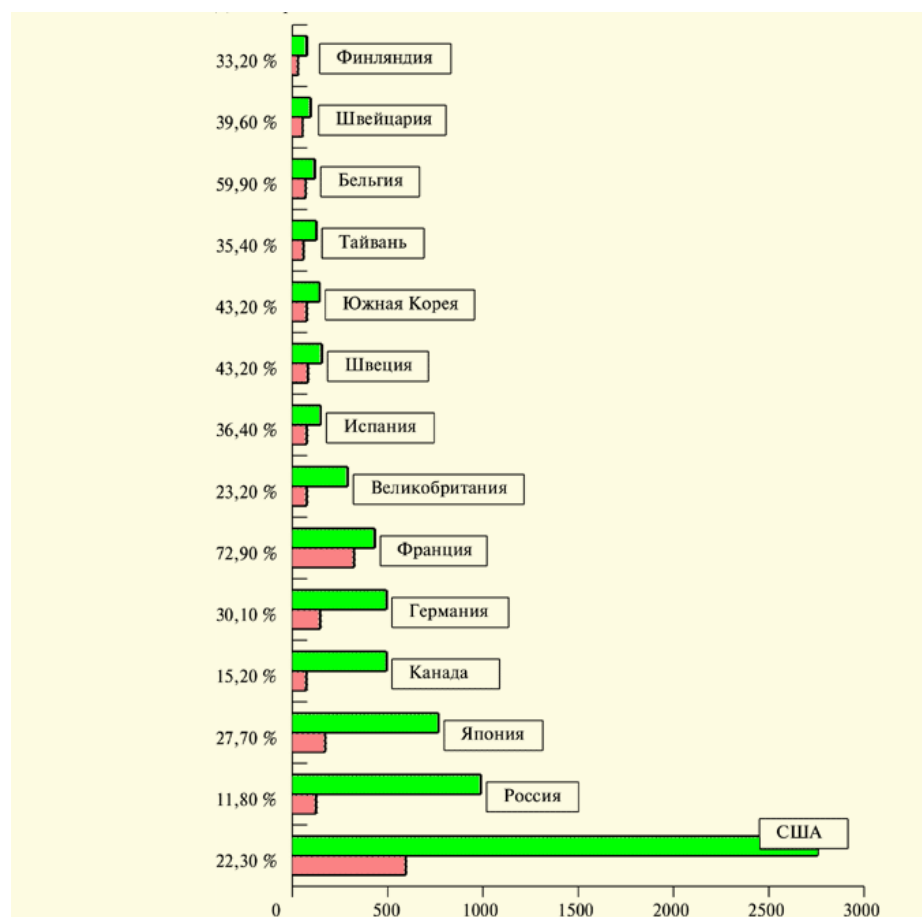
Корпус реактора представляет собой бак цилиндрической формы с эллиптическим днищем и конической верхней крышкой, выполненной с одиннадцатью горловинами - для поворотной пробки, насосов 1 контура, промежуточных теплообменников, элеваторов системы перегрузки ТВС. Цилиндрическая часть корпуса соединена с днищем путём сварки через переходное опорное кольцо, на котором установлен опорный пояс,

являющийся основой несущей конструкции внутри корпуса реактора; он образует три сливные камеры для натрия, выходящего из теплообменников.

Активная зона и зона воспроизводства собираются из шестигранных ТВС кассетного типа размерами 96 мм. ТВС состоит из ТВЭЛов, кожуха, головки для захвата ТВС при перегрузках хвостовика, с помощью которого ТВС устанавливается в гнездо напорного коллектора и поддерживается вертикально. ТВЭЛы по длине активной зоны заполнены втулками из обогащённого окиси урана (или смеси окиси урана и окиси плутония), а выше и ниже активной зоны расположены торцевые экраны из брикетов окиси «отвального» урана ( $^{238}\text{U}$ ). ТВЭЛы зоны воспроизводства заполнены брикетами из «отвального» урана.

История атомной энергетики охватывает период менее полувека, и к настоящему времени доля выработки электроэнергии на АЭС во многих странах достигала достаточно больших значений. В настоящее время в мире работает 436 АЭС. Установленная мощность АЭС в США составляет около 90 млн кВт, в России — более 23 млн кВт.

На рис. 5.11 показаны гистограммы абсолютной суммарной выработки электроэнергии, а также доли выработки на АЭС для различных стран мира. Хотя эти данные относятся к 2000 году, они отражают с достаточной точностью положение и в настоящее время. Определенные отклонения могут быть только для небольших стран, где ввод даже одного энергоблока на АЭС мощностью 1 ГВт может существенно изменить ситуацию.



### Рисунок 5.11. Доля выработки электроэнергии на АЭС в общей выработке

Главенствующее положение по доле выработки электроэнергии на АЭС занимает Франция, а по абсолютному производству электроэнергии на АЭС она уступает лишь США.

Россия вырабатывала на АЭС к 2000 году около 12 % электроэнергии, сейчас эта цифра достигла примерно 15 %. Почти все АЭС России сконцентрированы в европейской части, где имеется серьезный дефицит органического топлива. И если оценить долю выработки АЭС для европейской части России, то она достигает примерно 30 %. Еще большее значение АЭС имеют в некоторых регионах: в Северо-Западном регионе России они обеспечивают 40 % энергопотребления, а в Центрально-Черноземном — более 60 %.

В настоящее время, несмотря на ряд аварий АЭС, как в мировой энергетике, так и в российской - ведётся проектирование и строительство новых АЭС.

Концерн «Энергоатом» в 2008 году развернул работы для дальнейшего инновационного развития атомной энергетики. Атомная энергетика 21 века должна строиться на основе замкнутого ядерного топливного цикла главным звеном, которого, должна стать АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, использующих в качестве ядерного топлива  $^{238}\text{U}$  и обеспечивающих наработку ядерного топлива с  $K_B=1$ .

Кроме создания замкнутого ядерного топливного цикла в области атомной энергетики ведутся работы в других направлениях.

США и Япония ведут разработки мини-АЭС, с мощностью порядка 10-20 МВт для целей тепло- и электроснабжения отдельных производств, жилых комплексов, а в перспективе - и индивидуальных домов.

С уменьшением мощности установки растёт предполагаемый масштаб производства. Малогабаритные реакторы (например, *Hyperion* АЭС) создаются с использованием безопасных технологий, многократно уменьшающих возможность утечки ядерного вещества.

Правительством США принята Атомная водородная инициатива. Ведутся работы (совместно с Южной Кореей) *по созданию атомных реакторов нового поколения, способных производить в больших количествах водород. INEEL (Idaho National Engineering Environmental Laboratory)* прогнозирует, что один энергоблок атомной электростанции следующего поколения будет производить ежедневно водород, эквивалентный 750000 литров бензина. Финансируются исследования возможностей производства водорода на существующих атомных электростанциях.

Ещё более интересной, хотя и относительно *отдалённой перспективой* *выглядит использование энергии ядерного синтеза*. Термоядерные реакторы, по расчётам, будут потреблять меньше топлива на единицу энергии, и как само это топливо (дейтерий, литий, гелий-3), так и продукты их синтеза нерадиоактивны и, следовательно, экологически безопасны. В настоящее время при участии России во Франции ведётся строительство

международного экспериментального термоядерного реактора *ITER*.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При работе АЭС в атмосферу выбрасывается некоторое количество ионизированного газа. Обычная тепловая электростанция вместе с дымом выводит ещё большее количество радиационных выбросов, из-за естественного содержания радиоактивных элементов в каменном угле.

Недостатки атомных станций:

- ◆ облучённое топливо опасно, требует сложных и дорогих мер по переработке и хранению;
- ◆ нежелателен режим работы с переменной мощностью для реакторов, работающих на тепловых нейтронах;
- ◆ большие капитальные вложения, как удельные, на 1 МВт установленной мощности для блоков мощностью менее 700 - 800 МВт, так и общие, необходимые для постройки станции, её инфраструктуры, а также в случае возможной ликвидации.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЛЕКЦИИ 5

1. Принципиальное отличие АЭС от ТЭС. Структурная схема АЭС. КПД АЭС – 3 балла.
2. Выделение энергии делении тяжёлых ядер урана (О. Ган, Ф. Штрассман, 1938 г.) – 3 балла.
3. Первый в мире ядерный реактор (Э. Ферми, 1942 г.) – 3 балла.
4. Первый в СССР ядерный реактор (И. Курчатов, 1946 г.) – 3 балла.
5. Первая в мире промышленная атомная электростанция (г. Обнинск, Калужской области, 1954 год) – 3 балла.
6. Топливо для АЭС – 3 балла.
7. Устройство и работа ядерного реактора – 5 баллов.
8. Основные типы атомных реакторов – 3 балла.
9. Реакторы на тепловых нейтронах – 3 балла.
10. Устройство реактора типа ВВЭР – 3 балла.
11. Устройство реактора типа РБМК – 3 балла.
12. Производство электроэнергии на АЭС с тепловыми реакторами – 3 балла.
13. Параметры пара на АЭС – 3 балла.
14. Тепловые схемы АЭС – 3 балла.
15. Реакторы на быстрых нейтронах – 5 баллов.
16. Надёжность и экология современных АЭС – 3 балла.
17. Основные направления в развитии АЭС – 3 балла.



**ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.  
ГИДРОРЕСУРСЫ ЗЕМЛИ. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЭС.  
ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГЭС.  
ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ПРИЛИВНЫЕ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

**6.1. Основные понятия. Гидроресурсы Земли. Классификация ГЭС**

*Гидравлическая электростанция (ГЭС) - электростанция, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования механической энергии водного потока.*

*Гидравлическая энергия является возобновляемым источником энергии. Гидравлическая (механическая) энергия речного стока может быть преобразована в электрическую энергию с помощью гидротурбины и генератора. Гидравлическая турбина вместе с генератором и возбудителем называется гидрогенератором.*

Количество воды, протекающей через поперечное водотока в 1 с, называется *расход воды*  $Q$  (м<sup>3</sup>/с).

Среднегодовой сток всех рек мира составляет 32 тыс. км<sup>3</sup>. Расход воды наиболее крупных рек планеты приведен в табл. 6.1

Таблица 6.1

река	Амазонка	Амур	Ангара	Волга	Днепр	Дон
Расход воды, м <sup>3</sup> /с	220000	10900	4500	7710	1670	935

Дунай	Енисей	Карони	Конго	Лена	Миссисипи	Нигер
6430	19800	5000	39000	17000	19000	1200

Нил	Обь	Парана	Хуайхэ	Янцзы
2600	12700	15000	1000	34000

Мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы оцениваются в  $35 \times 10^3$  млрд. кВт·ч в год и 4000 ГВт среднегодовой мощности. Потенциальные ресурсы России составляют 2896 млрд. кВт·ч при среднегодовой мощности 330 ГВт.

Запасы поверхностного стока по территории России распределены неравномерно, что весьма неблагоприятно для хозяйства страны, в том числе и для энергетики. Более 80 % речного стока российских рек приходится на ещё мало освоенные территории бассейнов Северного Ледовитого и Тихого океанов.

Особенностью стока реки является его неравномерное распределение, как по годам, так и в течение года.

Неравномерность стока в течение года неблагоприятна для энергетики. Для большинства рек России маловодный период наблюдается зимой, когда потребность в электроэнергии наибольшая.

Суммарный объём воды, прошедшей через поперечное сечение водотока за некоторое время называется *стоком*  $W$  ( $\text{м}^3$ ,  $\text{км}^3$ ).

*Мощность водотока*

$$N = 9,81QH$$

где  $H$  - удельная потенциальная энергия жидкости, называемая напором и численно равная падению уровня свободной поверхности водотока.

Выражение для мощности  $N$  определяет потенциальную (теоретическую) выработку энергии и мощность. *Механическая энергия речного стока (или гидравлическая энергия) может быть преобразована в электрическую энергию посредством гидротурбин и генераторов.*

Самые мощные ГЭС в мире: Санься (Китай) на реке Янцзы 22,4 ГВт; Итайпу (Бразилия, Парагвай) на реке Парана 14,0 ГВт; Гури (Венесуэла) на реке Карони 10,3 ГВт. В России самая мощная (в настоящее время без учёта Саяно-Шушенской ГЭС) Красноярская ГЭС 6,0 ГВт. Наибольшая мощность гидрогенератора 750 МВт на ГЭС Итайпу (Бразилия, Парагвай); всего 18 таких блоков.

В настоящее время применяют три основные схемы использования гидроэнергии:

- *плотинная*, при которой напор воды создаётся плотиной;
- *деривационная*, при которой напор создаётся с помощью деривации (обходной водовод), выполняемой в виде канала, туннеля или трубопровода;
- *плотинно - деривационная*, в которой напор создаётся плотиной и деривацией.

*Плотинная схема использования гидроэнергии обычно выполняется при больших расходах воды и малых уклонах реки. Посредством плотины река подпирается и создаётся напор воды  $H$ . Водное пространство, расположенное выше плотины называется верхним бьефом (франц. *vief*), ниже плотины - нижним бьефом. Плотинная схема в зависимости от напора воды может быть русловой или приплотинной.*

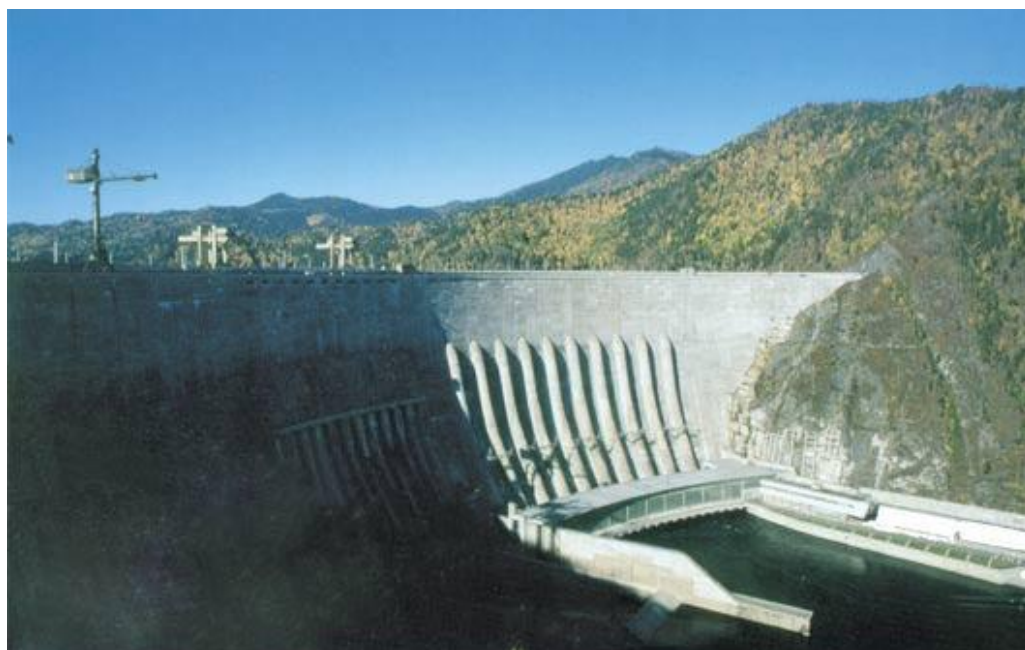
*Русловая ГЭС* строится при сравнительно небольших напорах. В этом случае здание ГЭС (машинное здание) находится в плотине. Русловыми ГЭС являются электростанции Волжско-Камского каскада. На рис. 6.1 показан вид на Волжскую ГЭС (г. Самара) со стороны нижнего бьефа.

При средних и больших напорах, превышающих диаметр турбины более чем 6 раз, здание ГЭС находится за плотиной со стороны нижнего бьефа. Такая ГЭС называется приплотинной. Вода к турбинам ГЭС подводится водоводами, размещёнными в теле или поверх бетонной плотины. Примерами таких ГЭС являются: Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская (рис.6.2).

ГЭС по деривационной схеме строятся при малых расходах воды и больших уклонах реки. В деривационной схеме плотина возводится невысокой, лишь обеспечивающей забор на деривацию; при этом станционный узел расположен вдали от плотины.



**Рисунок 6.1. Вид на Волжскую ГЭС (г. Самара) со стороны нижнего бьефа**



**Рисунок 6.2. Плотина Саяно-Шушенской ГЭС**

При создании водохранилища ГЭС плотины являются основными гидротехническими сооружениями и входят в состав напорного фронта. Используются две группы плотин: *бетонные* (железобетонные) и *грунтовые*.

Бетонные плотины подразделяются на *гравитационные*, *контрфорсные*

и арочные.

Гравитационная плотина является массивной, её устойчивость обеспечивается собственным весом (гравитацией). Плотина, не допускающая перелив воды через гребень, называется *глухой* (рис.6.3,а). Плотина, выполненная с поверхностным водосливом или отверстиями для пропуска воды, называется *водосливной* (рис.6.3,б).

Контрфорсная плотина выполняется в виде вертикальных железобетонных рёбер (контрфорсов), на которые со стороны верхнего бьефа наклонно укладываются железобетонные плиты, воспринимающие давление воды. Контрфорсы соединяются между собой балками жёсткости (рис.6.3,в).

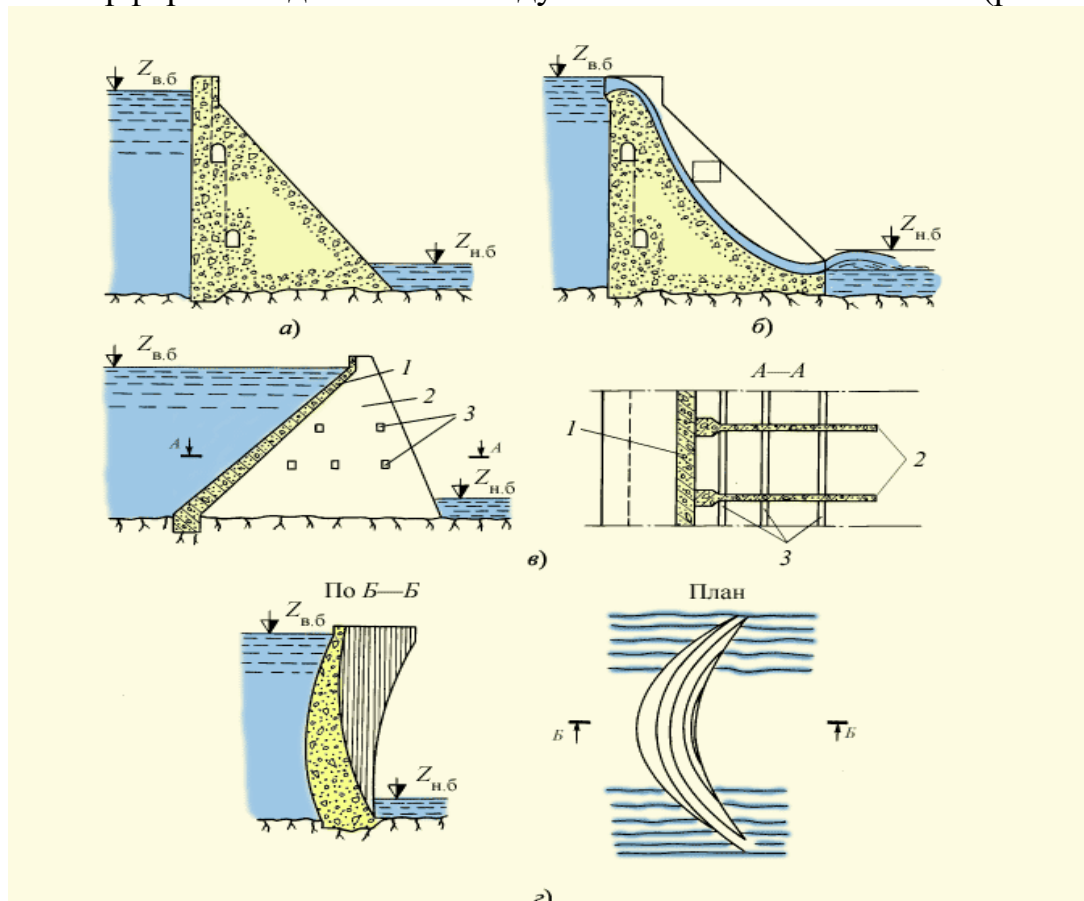


Рисунок 6.3. Основные виды плотин ГЭС

В узких ущельях на скальном основании возводят арочные плотины. Арочная плотина, выполненная в виде свода, воспринимает давление воды и передаёт часть нагрузки на скальные берега и скальное основание (рис.6.3,з).

Плотины из грунтовых материалов разделяются на *земляные* и *каменные*. Земляные плотины по виду возведения могут быть *насыпные* и *намывные*. Каменные плотины подразделяются на *каменно-набросные* и *каменной кладки*.

На деривационных ГЭС в качестве подводящей или отводящей деривации используются гидротехнические сооружения: *туннели*, *каналы* или *трубопроводы*.

Регулирование стока реки осуществляется водохранилищем.

*Водохранилищем* называется искусственный водоём, образующийся перед плотиной. Основное отличие водохранилища от естественного водоёма заключается в его возможности регулирования речного стока и уровня режима.

*Регулирование стока* - это процесс перераспределения его водохранилищем в соответствии с требованиями водохозяйственного комплекса. Речной сток аккумулируется в водохранилище в периоды, когда естественная приточность воды превышает потребности в ней, и расходуется в периоды, когда потребность в воде превышает приточность.

Основные виды регулирования стока: *суточное, недельное, годовичное и многолетнее.*

Суточное регулирование предназначено для обеспечения неравномерного расхода воды через агрегаты ГЭС в соответствии с требованиями суточных колебаний нагрузки *энергосистемы.*

Недельное регулирование обеспечивает неравное потребление воды агрегатами ГЭС в течение недели в соответствии с требованием недельных колебаний нагрузки энергосистемы. В выходные дни нагрузка в энергосистеме падает.

Годичное регулирование позволяет перераспределять сток воды в течение года в соответствии с потребностями энергосистемы и водопотребителей. Цикл регулирования равен 1 году. В многоводные периоды водохранилище наполняется, а в маловодные - срабатывается. Для проведения годичного регулирования требуется объём водохранилища, составляющий 5 - 10 % среднегодового стока при частичном (сезонном) и 40 - 60 % при полном годичном регулировании.

Водохранилище годичного регулирования позволяет осуществлять суточное и недельное регулирование.

## **6.2. Энергомеханическое оборудование ГЭС**

Основные сооружения ГЭС на равнинной реке (рис.6.4): *плотина*, создающая перепад уровней, т.е. напор; *здание ГЭС* в котором размещаются *гидравлические турбины, генераторы, электрическое и механическое оборудование.*

В случае необходимости также строятся *водосборные и судоходные сооружения, водозаборы для системы орошения и водоснабжения, рыбопромысловые сооружения* и др.





**Рисунок 6.4. Разрез по станционной плотине и зданию ГЭС**

*Гидравлическая турбина* - это гидравлическое устройство с проточной частью, которая включает *подводящие органы* (турбинную камеру, колонны статора, лопатки направляющего аппарата), *рабочие органы* (лопастную систему рабочего колеса) и *отводящие органы* (отсасывающую трубу).

Необходимо отметить, что водяные турбины на ГЭС значительно отличаются по конструкции от быстроходных паровых турбин ТЭС.

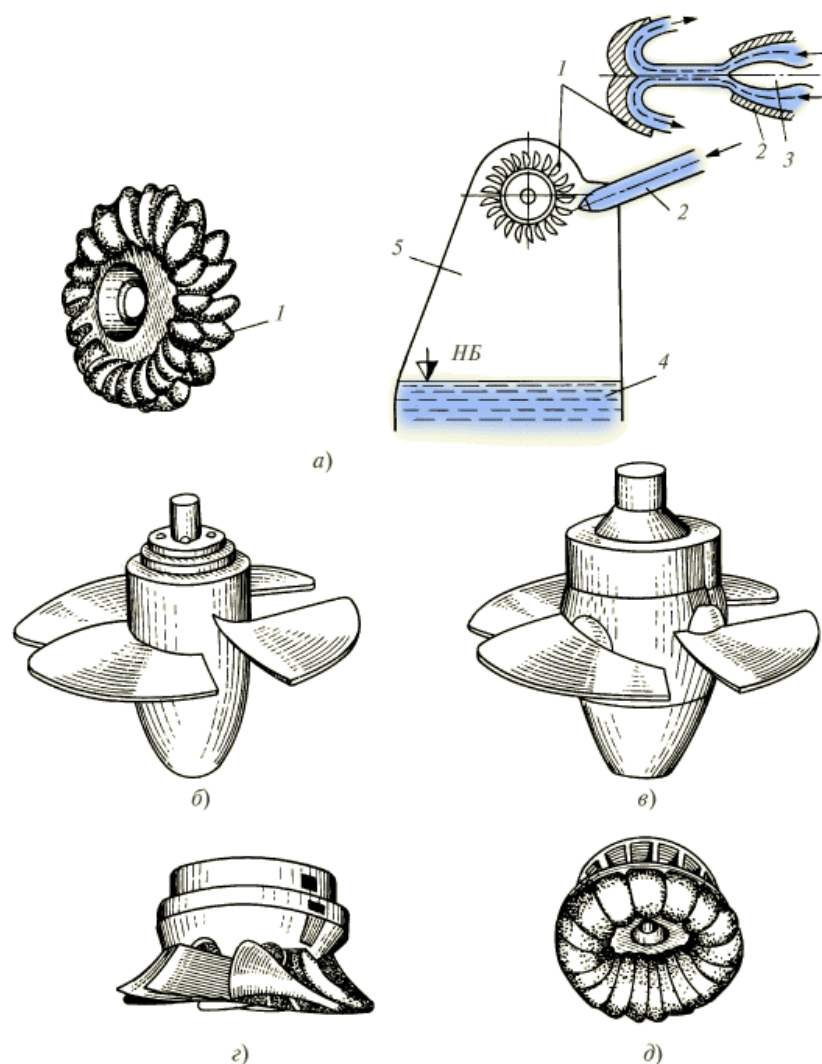
Напоры воды на ГЭС могут быть от нескольких метров до 1500-2000 м. Для эффективной работы ГЭС в таком широком диапазоне применяются различные системы турбин, отличающиеся формой рабочих органов и принципом воздействия воды. Турбины делятся на два класса: *активные* и *реактивные*.

Турбина называется *активной*, если для её работы используется *динамическое давление воды*, и *реактивной*, если используется *динамическое и статическое давление*.

Наиболее распространёнными активными турбинами являются *ковшовые* (рис.6.5, а)

К реактивным гидротурбинам относятся: *пропеллерные* (рис.5.5, б), *поворотно-лопастные* (рис.6.5, в), *диагональные* (рис.6.5, г) и *радиально-осевые* (рис.6.5, д).





**Рисунок 6.5. Общий вид рабочих колёс гидротурбин**

В высоконапорной турбине в конце напорного трубопровода устанавливается суживающая насадка, в которой *потенциальная энергия гидростатического давления полностью преобразуется в кинетическую энергию движения воды*. Давление на выходе насадки равно атмосферному. Чтобы вода поступала на лопатки турбины без удара и изменяла своё направление  $180^\circ$ , лопаткам придают форму сдвоенного ковша.

При относительно малых напорах предпочтительно использовать реактивные турбины. Вода на рабочие лопатки реактивных турбин поступает через направляющий аппарат, регулирующий расход воды и придающий потоку воды необходимое направление. *В суживающихся просветах между лопатками направляющего аппарата происходит частичное преобразование потенциальной энергии в кинетическую. Дальнейшее преобразование энергии производится на рабочих лопатках, где проходное сечение воды постепенно уменьшается.*

В современной гидроэнергетике используются в основном три типа турбин:

1. *Поворотно-лопастная (ПЛ) турбина* (разработана в 1913 году чешским

инженером Капланом). Рабочее колесо выполнено в форме винта пропеллера, лопасти которого в зависимости от нагрузки могут поворачиваться для достижения наибольшего КПД. Расход воды регулируется направляющим аппаратом. С его помощью производится пуск и остановка турбины, регулировка мощности и числа оборотов. ПЛ турбины установлены на Куйбышевской, Волжской и др. ГЭС с напорами до 30 м.

**2. Радиально-осевая (РО) турбина** (турбина Френенса фирмы «Сименс и Гальске»). Рабочее колесо РО турбины имеет неподвижные лопасти, охваченные снизу ободом. Лопасти имеют сложную форму, благодаря чему вода, поступающая на лопасти направляющего аппарата, постепенно меняет направление с радиального на осевое. РО турбина изготавливается на мощности гидрогенератора свыше 100 МВт. Такие турбины установлены на Братской, Красноярской, Усть-Илимской, Саяно-Шушенской и др. ГЭС с напорами до 500 м.

**3. Поворотно-лопастные** для капсульных агрегатов (ПЛК), используемых при весьма малых напорах (установлены на Киевской и др. ГЭС).

*Мощность, развиваемая гидротурбиной, определяется по количеству воды, поступающей на лопатки турбины, и давлению этой воды:*

$$P = \rho QH,$$

где  $P$  - мощность, кг м /с;  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$  - удельный вес воды;  $Q$  - расход воды,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $H$  - напор, м,  
или в киловаттах

$$P = 9,81QH.$$

Однако не вся мощность, развиваемая турбиной, превращается в электрическую, поскольку при преобразовании имеют место потери, которые можно учесть, введя *суммарный КПД ГЭС  $\eta$* , учитывающий потери в водоприёмнике, водоводах, в турбине и генераторе ( $\eta=0,87$ ), тогда полезная электрическая мощность определится формулой

$$P = 9,81QH\eta.$$

Приведенные выражения для мощности показывают, что одну и ту же мощность можно получить либо за счёт *большого расхода ( $Q$ )* при небольшом напоре ( $H$ ), что характерно для равнинных рек, либо за счёт *высокого напора* при сравнительно малом расходе - на горных реках.

Электрическая часть ГЭС состоит из *электрических машин* (генераторов), соединённых с гидротурбинами, *трансформаторов* и *распределительных устройств*.

На ГЭС используются генераторы с горизонтальным и вертикальным расположением. Генераторы с вертикальным расположением выполняются: *подвесного типа* (рис.5.6,а), *зонтичного типа с опорой на нижнюю крестовину* (рис.5.6,б), *зонтичного типа с опорой на крышку турбины* (рис.5.6,в).

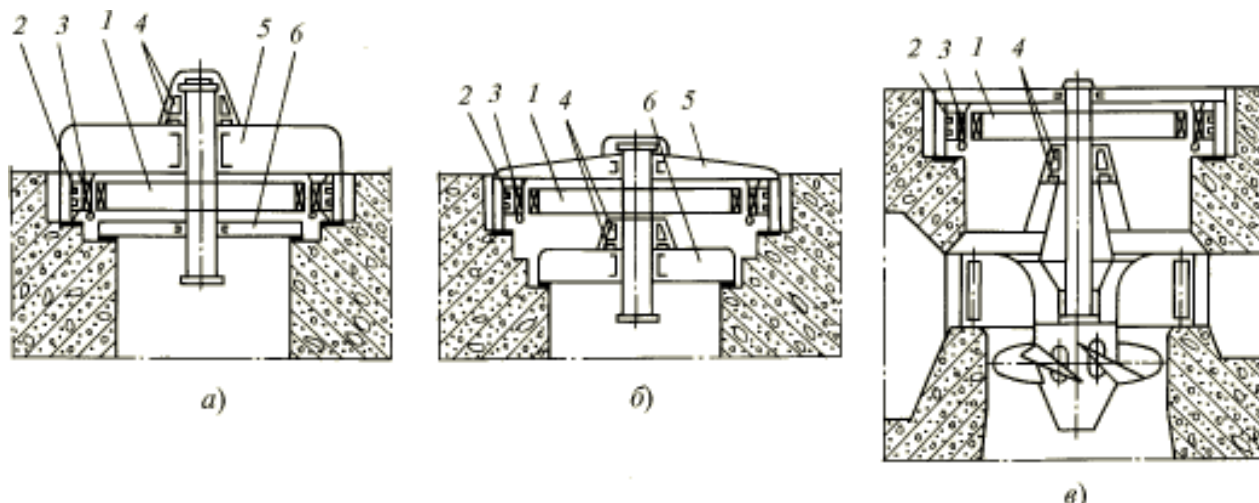


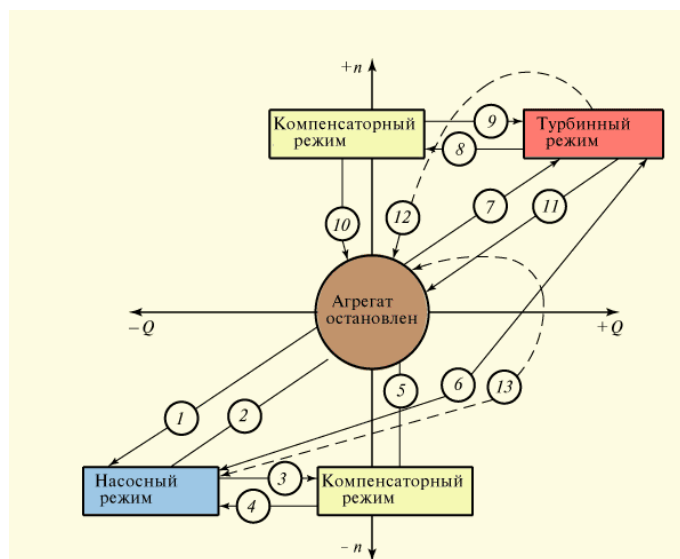
Рисунок 6.6. Схемы вертикальных синхронных генераторов ГЭС

### 6.3. Гидроаккумулирующие электростанции

Мощность и энергия ГЭС ограничены природными гидроресурсами, поэтому в настоящее время в некоторых энергосистемах используются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Особенностью ГАЭС является то, что её гидроагрегаты являются обратимыми и могут работать в турбинном (генераторном) и насосном режимах, а также наличие двух бассейнов (верхнего и нижнего) расположенных на разных уровнях.

В часы ночного провала нагрузки энергосистемы гидроагрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, получая энергию от энергосистемы (ТЭС и АЭС), и перекачивают воду из нижнего бассейна в верхний. В часы прохождения максимума нагрузки гидроагрегаты ГАЭС работают в режиме генераторов - вырабатывают электроэнергию; преобразуют запасённую в ночное время потенциальную (гидравлическую) энергию в электрическую (рис.6.7).

*КПД ГАЭС составляет 70-75 %. Стоимость строительных работ на ГАЭС значительно ниже, чем на ГЭС, потому что не требуется перекрытия рек, возведения высоких плотин и т.п. Установлено, что эффект от использования ГАЭС можно получить, если разность уровней воды в верхнем и нижнем бассейнах не менее 100 м.*



**Рисунок 6.7. Схема режимов работы гидроагрегатов ГАЭС**

ГАЭС характеризуется высокой маневренностью оборудования. Наличие у ГАЭС значительного регулировочного диапазона нагрузки (в турбинном и насосном режимах) и ёмкости аккумулирования позволяет очень эффективно использовать их в энергосистеме в качестве нагрузочного (частотного) и аварийного резервов.

Агрегаты ГАЭС могут использоваться в режиме синхронного компенсатора для выработки реактивной мощности и энергии.

В настоящее время в России эксплуатируется Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт.

#### **6.4. Приливные электростанции**

*Приливные электростанции (ПЭС) преобразуют механическую энергию приливо-отливных колебаний уровня воды в море в электрическую энергию.* В некоторых морских заливах приливы достигают 10 - 12 м, а наибольшие приливы наблюдаются в заливе Фанди (Канада) и достигают 19,6 м.

*В местах, где имеется перепад уровней воды во время приливов и отливов строятся приливные электростанции (ПЭС), в которых используются капсульные гидроагрегаты.* Наиболее мощная ПЭС Ранс во Франции; её мощность составляет 240 МВт (24×10 МВт). В России на Кольском полуострове вблизи г. Мурманска, где приливы достигают 10-13 м построена Кислогубская ПЭС (2×0,4 МВт).

*Технические ресурсы приливной энергии России оцениваются в 200—250 млрд. кВт · ч в год и в основном сосредоточены у побережий Охотского, Берингова и Белого морей.*

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В энергосистеме ГЭС обычно используются для выработки электроэнергии, покрытия графика нагрузки, особенно его пиковой части, регулирования частоты, в качестве резерва и для выработки реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора.

ГЭС по сравнению с ТЭС имеют более высокие показатели:

- себестоимость электроэнергии, отпускаемой с ГЭС в среднем в 5-6 раз ниже, чем с ТЭС;
- расход электроэнергии на собственные нужды на ГЭС 0,35 %, а на ТЭС - 6,5 %;
- численность производственного персонала на ГЭС 0,38 чел./МВт, а на ТЭС - 1,65 чел./МВт.

Одним из важнейших преимуществ ГЭС по сравнению с ТЭС является способность эффективно работать при неравномерном графике нагрузки энергосистемы. ГЭС имеют высокую маневренность, высокий КПД, очень высокую скорость пуска агрегатов (2-5 мин) и возможность полной автоматизации. Кроме того, ГЭС являются «чистыми» источниками электроэнергии.

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЛЕКЦИИ 6

1. Схемы использования гидроэнергии: плотинная, деривационная, плотинно – деривационная – 3 балла.
2. Руслловые и приплотинные ГЭС – 3 балла.
3. Энергомеханическое оборудование ГЭС – 3 балла.
4. Гидравлические турбины (отличие от паровых и газовых) – 3 балла.
5. Гидрогенераторы (конструктивное отличие от турбогенераторов) – 3 балла.
6. Гидроаккумулирующие электростанции – ГАЭС. Принцип работы ГАЭС – 3 балла.
7. Приливные электростанции (ПЭС). Принцип работы ПЭС – 3 балла.

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

В дисциплине «Теоретические основы электротехники» изучаются электромагнитные явления и процессы в электроустановках и устройствах электроэнергетики и электротехники. Основными разделами дисциплины являются: «Теория электромагнитного поля» и «Теория электрических цепей», и соответственно важнейшими понятиями являются понятия электромагнитного поля и электрической цепи.

*Электромагнитное поле – особый вид материи. Всякая электрически заряженная частица окружена электромагнитным полем, составляющим с ней единое целое.* Однако электромагнитное поле может существовать и в свободном, отделённом от заряженных частиц, состоянии в виде фотонов и электромагнитных волн, движущихся со скоростью света. Электромагнитное поле непрерывно распределено в пространстве, но вместе с тем оно представляет собой и дискретную структуру в виде квантов излучения (фотонов). Так как электромагнитное поле является материей, оно обладает массой; однако плотность массы его несоизмеримо мала по сравнению с плотностью известных веществ. Так при напряжённостях поля  $E \approx 10^8$  В/м, плотность массы равна  $10^{-17} \div 10^{-12}$  кг/м<sup>3</sup>. Благодаря столь малой плотности массы *энергия поля легко передаётся вдоль проводников* и в свободном пространстве и поэтому в настоящее время широко используется.

*Электромагнитное поле представляет собой совокупность электрического и магнитного полей, связанных непрерывным взаимным превращением.* Эти поля представляют собой две стороны единого электромагнитного поля - различные его проявления. Для описания электрического поля используются векторные величины: напряжённость электрического поля  $\vec{E}$  (В/м) и электрическое смещение  $\vec{D}$  (А·с/м<sup>2</sup>), для описания магнитного поля: индукция магнитного поля  $\vec{B}$  (Тл) и напряжённость магнитного поля  $\vec{H}$  (А/м).

Для выбора электрооборудования энергетических систем, обеспечивающих надёжное электроснабжение потребителей, оптимального управления энергетической системой и т. п. требуется производить расчёт её режимов работы. При анализе режимов работы (нормальных, аномальных и аварийных) используются не сами элементы энергосистемы, а их модели, которые в общем случае представляют собой системы уравнений, описывающих процессы в них.

Расчёт электрических цепей производится с помощью методов теории цепей, при этом используются такие интегральные величины, как электродвижущая сила  $E$ , электрическое напряжение  $U$ , электрический ток  $i$ , не рассматривая распределение в пространстве и изменения во времени величин  $E, D, H, B$ , характеризующих электромагнитное поле. Для элементов энергосистем в качестве моделей используют и электрические схемы замещения, при этом результаты расчётов электрических схем (цепей) достаточно близки к реальным параметрам режимов в электроустановках.



## 8.1. Электрические линейные цепи: элементы, схемы, законы, классификация

*Теория электрических цепей исходит из приближённой замены реального электроэнергетического устройства идеализированной схемой замещения - электрической цепью.*

*Электрической цепью называют совокупность элементов, образующих пути для протекания электрического тока, а также источников ЭДС или ( $u$ ) тока.*

В теории электрических цепей предполагаются идеализированные источники электрической энергии: идеальные источники ЭДС и/или идеальные источники тока, а также идеализированные потребители (пассивные элементы): резистор (сопротивление), конденсатор, катушка индуктивности. Эти потребители представляют собой минимальный набор простейших элементов, с помощью комбинаций которых можно описывать все реальные элементы энергосистемы. Конденсатор может запасать энергию электрического поля, катушка индуктивности – энергию магнитного поля, а резистор только выделяет тепловую энергию при протекании тока в соответствие с законом Джоуля-Ленца (других простейших элементов нет). Электрическую установку можно представить как электрическую цепь в тех случаях, когда *напряжение между её узлами равно разности между их потенциалами.*

В этом разделе все элементы предполагаем линейными – их параметры не зависят от величины приложенного напряжения (ток и напряжение связаны линейно – закон Ома).

Свойства конденсатора и катушки индуктивности полностью описываются на языке токов и напряжений, возникающих на их зажимах; при этом игнорируется сложность полей внутри этих элементов. То, что происходит внутри, отделяется от того, что происходит снаружи. Что происходит внутри элементов можно описать только на языке уравнений Максвелла.

*Идеальный источник ЭДС (или напряжения) представляет собой активный элемент с двумя зажимами; его внутреннее сопротивление стремится к нулю, а напряжение не зависит от тока, проходящего через источник (рис.8.1).*

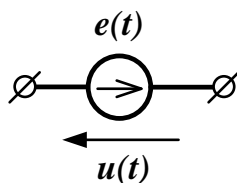


Рисунок 8.1. Идеальный источник ЭДС

ЭДС источника создаётся за счёт действия сторонних сил. Напряжение на зажимах равно его ЭДС, т.е.  $u(t) = e(t)$ .

*Идеальный источник тока* представляет собой активный элемент, ток

через который не зависит от величины подключённой нагрузки (рис.8.2).

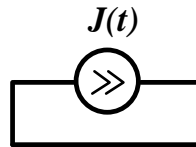


Рисунок 8.2. Идеальный источник тока

С увеличением сопротивления нагрузки растёт напряжение на зажимах источника тока, поэтому источник тока *не может работать с разомкнутой нагрузочной цепью*. На рис.8.2 это отражено шунтированием нагрузочной цепи. Подключение источника тока к цепи производится *дешунтированием ключа*. Внутреннее сопротивление источника тока стремится к бесконечности.

**Сопротивление.** Сопротивлением охарактеризуется любой проводник длиной  $l$  и сечением  $S$  (рис. 8.3, а), причём если ток распределён по сечению проводника равномерно, то

$$R = \rho \frac{l}{S},$$

где  $\rho$  - удельное электрическое сопротивление, характеризующее свойства материала проводника. Для цепей постоянного тока и переменного с частотой 50 Гц, пренебрегая поверхностным эффектом, величину сопротивления считают одинаковой. В схеме замещения электрической цепи резистивные элементы отражают не только собственно резисторы, но и сопротивления проводов линий электропередач, сопротивления проводников, из которых выполнены обмотки трансформаторов, электрических машин и т.п. Идеальное активное сопротивление (резистор) не обладает ни индуктивностью, ни ёмкостью (рис. 8.3, а).

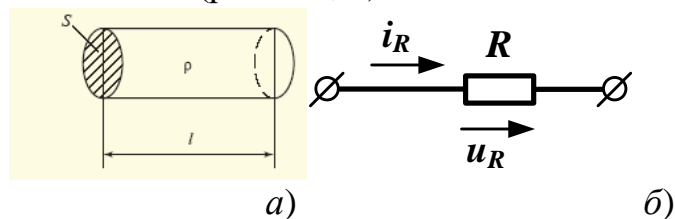


Рисунок 8.3. Идеальное активное сопротивление

Линейная связь между током и напряжением определяется выражением

$$u = Ri \quad (i = Gu, G = 1/R). \quad (8.1)$$

Выражение (8.1) носит название закона Ома, а произведение мгновенных значений напряжения и тока  $p = ui$ , называемое мгновенной мощностью, для резистора  $p = ui = Ri^2$  (закон Джоуля - Ленца). Мощность в данном случае определяет количество теплоты, выделяемое резистором в единицу времени. Резистор является диссипативным элементом, в нём растрачивается (диссипирует) электрическая энергия. Таким образом,

резистор - это элемент, предназначенный для использования его электрического сопротивления. Единицей сопротивления является Ом -  $1 \text{ Ом} = 1 \text{ В}/1 \text{ А}$  (проводимости (G) - сименс -  $1 \text{ См} = 1 \text{ А}/1 \text{ В}$ ), мгновенной мощности - ватт -  $1 \text{ Вт} = 1 \text{ В} \cdot 1 \text{ А}$ . Условное обозначение резистора показано на рис. 8.3,б.

*Катушка индуктивности.* Катушка индуктивности (индуктивный элемент) (рис.8.4, а) запасает энергию магнитного поля  $W_m = \frac{Li^2}{2}$ , скорость изменения которой определяет её мгновенную мощность

$$p = ui = L \frac{di}{dt} i = \frac{dW_m}{dt}.$$

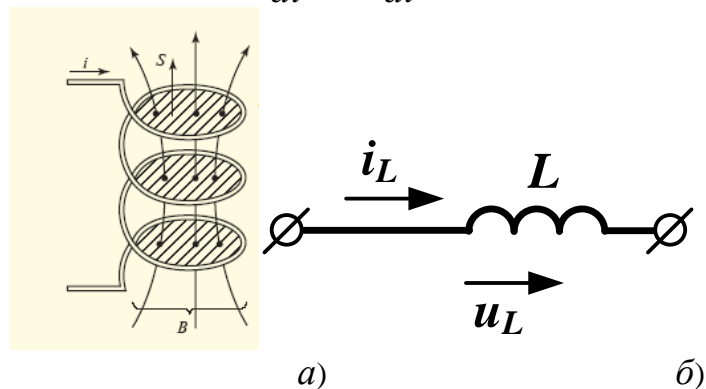


Рисунок 8.4. Идеальная катушка индуктивности

Идеальная индуктивность не обладает ни активным сопротивлением, ни ёмкостью. Линейная связь между напряжением и производной тока в индуктивности определяется выражением

$$u = L \frac{di}{dt}. \quad (8.2)$$

Конструктивно индуктивность часто выполняется из изолированного провода, намотанного в виде спирали (рис.8.4, а). Ток  $i$  в этом случае создаёт магнитное поле, направление индукции  $\vec{B}$  которого связано с направлением тока правилом правого винта.

Интегрально его можно охарактеризовать потоком

$$\Phi = \int \vec{B} d\vec{s}$$

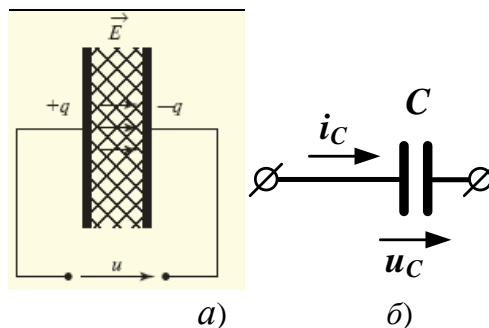
для каждого витка через поверхность  $S$  (площадь витка). Произведение потока на число витков  $w$  катушки называется потокосцеплением  $\Psi = BS_w$ . Индуктивность характеризует связь между этим потокосцеплением и вызывающим его током  $\Psi = Li$ . Единицей магнитной индукции является тесла -  $1 \text{ Тл} = 1 \text{ Вб} \cdot 1 \text{ м}^2$ , индуктивности - генри -  $1 \text{ Гн} = 1 \text{ Тл}/1 \text{ А}$ . Таким образом, индуктивная катушка - это элемент цепи, предназначенный для использования его индуктивности. Индуктивностью помимо специально изготавливаемых катушек обладают и другие элементы реальных электрических цепей, в частности провода линий электропередач, что

необходимо отражать в схемах замещения соответствующих цепей. Условное обозначение индуктивности показано на рис. 8.4,б.

**Конденсатор.** Конденсатор (ёмкостной элемент) запасает энергию электрического поля  $W = \frac{Cu^2}{2}$ , скорость изменения этой энергии во времени его характеризует мгновенную мощность

$$p = ui = uC \frac{du}{dt} = \frac{dW_{\text{э}}}{dt}.$$

Наиболее часто конденсатор выполняется в виде двух металлических пластин, разделённых слоем *диэлектрика* (рис.8.5, а). Собственно ёмкость, для использования которой и предназначен этот элемент, представляет собой отношение двух равных по значению, но противоположных по знаку зарядов пластин, разнесённых в пространстве, к напряжению этого элемента  $C = \frac{q}{u}$



**Рисунок 8.5. Идеальный конденсатор**

Единицей ёмкости является фарада -  $1 \text{ Ф} = 1 \text{ Кл/1 В}$ . Ёмкостью обладает не только специально изготовленный конденсатор, но и пары проводов электропередач, система провод - земля и т.д. При составлении схемы замещения реальной цепи необходимо отражать подобные связи ёмкостными элементами, входящими в схему наравне с конденсаторами. Условное обозначение конденсатора показано на рис. 8.5, б.

Идеальный конденсатор не обладает ни активным сопротивлением, ни индуктивностью. Линейная связь тока элемента с производной напряжения определяется выражением

$$i = C \frac{du}{dt}. \quad (8.3)$$

Таким образом, любая электрическая цепь может быть реализована, используя перечисленные выше элементы: резистор, конденсатор, катушка индуктивности. *Электрические цепи изображают в виде чертежа, называемого схемой электрической цепи.* Такая схема составляется из условных обозначений элементов цепи (рис. 8.3 - 8.5) и показывает их соединение.

Последовательность элементов, по которым протекает один и тот же ток, называется ветвью; точка соединения ветвей называется узлом;

замкнутый путь, проходящий по нескольким элементам, называется контуром.

*Решить задачу анализа (расчёта) цепи это значит, при заданных значениях параметров элементов схемы и источников ЭДС и тока рассчитать неизвестные токи и напряжения ветвей. Решение задачи анализа заключается в составлении полной системы уравнений цепи и её решении. Для составления уравнений цепи пользуются правилами Кирхгофа.*

*Первое правило Кирхгофа записывается для узла цепи: алгебраическая сумма токов в узле, равна нулю:*

$$\sum i_j = 0. \quad (8.4)$$

При составлении уравнений по первому правилу Кирхгофа необходимо задаться условно-положительными направлениями токов, обозначив их стрелками.

Если стрелки токов направлены от узла, то записываются со знаком «+», направленные к узлу – со знаком «-» (хотя можно и наоборот).

*Второе правило Кирхгофа записывается для контура цепи: алгебраическая сумма напряжений на всех элементах любого замкнутого контура равна сумме ЭДС данного контура:*

$$\sum u_j = \sum e_k. \quad (8.5)$$

При записи уравнений по второму правилу Кирхгофа необходимо выбрать независимые контуры и их направление обхода. Независимым является такой контур, в котором имеется хотя бы одна ветвь, не входящая в другие контуры (для цепей без источников тока). Направление обхода всех контуров рекомендуется выбирать по часовой стрелке (хотя можно для каждого контура выбирать произвольно). Знаки напряжений устанавливаются следующим образом: если направление напряжений (направление стрелки напряжения элемента ветви определяется направлением тока в нём) и ЭДС совпадают с направлением обхода контура, то принимают знак «+» и наоборот.

*Система уравнений цепи должна быть полной, но не избыточной. Если число ветвей схемы равно  $B$ , а число узлов  $U$ , то число независимых уравнений, которые можно составить по первому правилу Кирхгофа, равно  $U - 1$ , по второму -  $B - U + 1$ . Число уравнений, составленных по первому и второму правилам Кирхгофа, равно числу ветвей схемы  $B = U - 1 + B - U + 1$ , при этом необходимо также использовать соотношения (8.1) – (8.3).*

В общем случае решение задачи анализа сложной электрической цепи (т.е. задачи определения всех неизвестных токов и напряжений её элементов при известной схеме и параметрах - сопротивлениях, ёмкостях, индуктивностях, ЭДС и источников тока) оказывается достаточно сложным, поэтому часто используют различные преобразования схем.

Значительно проще задача анализа решается, когда источники энергии являются *постоянными* или *синусоидальными*.

Электрические цепи подразделяют на: цепи постоянных токов (если токи и напряжения всех элементов цепей не изменяются во времени) и цепи

переменных токов (если токи и напряжения всех элементов цепей изменяются во времени) и, в частности, цепи синусоидальных токов (если эти токи и напряжения цепей изменяются во времени по синусоидальным законам).

*Электромагнитные процессы электрических цепей* принято делить на *установившиеся*, когда токи и напряжения всех элементов цепи описываются периодическими функциями времени (как, например, в цепях постоянного и синусоидального токов), и *переходные*. Последними называются процессы перехода от одного установившегося состояния к другому. Установившиеся процессы принято называть режимами; так, говорят о режиме постоянного тока и режиме синусоидального тока. Далее рассмотрены только установившиеся режимы.

## 8.2. Цепи постоянного тока

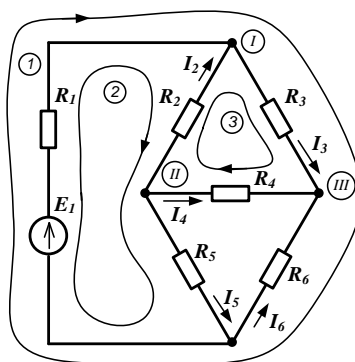
В схемах замещения цепей постоянных токов отсутствуют ёмкостные и индуктивные элементы. Из допущения о постоянстве тока из уравнения (8.2) для индуктивного элемента следует, что напряжение его будет равным нулю, т.е. сам индуктивный элемент в схеме замещения цепи на постоянном токе представляет собой идеальный проводник с нулевым сопротивлением - так называемую «закоротку». Из допущения о постоянстве напряжения для ёмкостного элемента из уравнения (8.3) следует, что его ток в этом случае будет равен нулю, а сам ёмкостной элемент представляет собой «разрыв» ветви цепи. Полученная резистивная цепь описывается уже не дифференциальными, а алгебраическими уравнениями. Для расчёта электрической цепи предварительно по 1-му и 2-му правилам Кирхгофа составляется система уравнений с учётом указанных выше замечаний. Токи в цепи распределяются таким образом, что выделяемая во всех элементах цепи минимальна – принцип - минимума для электрической цепи.

Пример 8.1. Составим систему уравнений по правилам Кирхгофа для электрической цепи постоянного тока, приведенную на рис.8.6. Число ветвей схемы равно шести, поэтому полная система уравнений схемы должна состоять из шести уравнений.

Рекомендуется сопротивление и ЭДС одной ветви обозначать одним индексом. Произвольно выберем положительные направления токов. Заданная схема содержит 4 узла, поэтому по первому правилу Кирхгофа можно составить 3 независимых уравнения:

$$\begin{aligned} -I_1 - I_2 + I_3 &= 0, & \text{(для узла I)} \\ I_2 + I_4 + I_4 &= 0, & \text{(для узла II)} \\ I_1 - I_5 + I_6 &= 0. & \text{(для узла IV)} \end{aligned}$$





**Рисунок.8.6. Электрическая схема к примеру 8.1**

Три недостающих уравнения составим по второму правилу Кирхгофа для трёх независимых контуров (направление обхода по часовой стрелке):

$$R_1 I_1 + R_3 I_3 + R_6 I_6 = E_1, \quad (\text{для контура 1})$$

$$R_1 I_1 - R_2 I_2 + R_5 I_5 = E_1, \quad (\text{для контура 2})$$

$$R_2 I_2 + R_3 I_3 + R_4 I_4 = 0. \quad (\text{для контура 3})$$

Таким образом, система уравнений цепи состоит из 6 независимых уравнений.

### 8.3. Цепи переменного (синусоидального) тока

Синусоидальную ЭДС в любой момент времени можно определить по формуле (в тригонометрической форме)

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \alpha), \quad (8.6)$$

где  $E_m$  - амплитудное значение ЭДС,  $\omega = 2\pi f$  - круговая частота,  $\alpha$  - начальная фаза.

Аналогично выражаются и другие синусоидальные величины, например, ток

$$i(t) = I_m \sin(\omega t + \alpha). \quad (8.7)$$

Значения  $e(t)$ ,  $i(t)$  называются мгновенными значениями и обозначаются строчными буквами латинского алфавита.

На практике часто синусоидальные величины характеризуются действующими значениями

$$F = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T f^2 dt} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T F_m^2 \sin^2 \omega t dt} = \frac{F_m}{\sqrt{2}} = 0,707 F_m.$$

Аналогично

$$E = \frac{E_m}{\sqrt{2}}, \quad I = \frac{I_m}{\sqrt{2}}.$$

Действующее значение синусоидального тока численно равно значению такого постоянного тока, который за время, равное периоду синусоидального тока, выделяет такое же количество теплоты, что и синусоидальный ток. Действующие и амплитудные значения обозначают прописными буквами. Большинство измерительных приборов показывает действующее значение.

При анализе цепей синусоидального тока часто также пользуются действующими значениями. Так для определения теплового действия тока достаточно знать только его величину. При расчёте взаимодействия двух токов необходимо знать взаимное направление токов.

Для расчётов цепей с синусоидальными источниками ЭДС широко используется символический метод (метод комплексных амплитуд, комплексный метод), введённый в электротехнику инженерами Кеннели и Штейнметцом (1893-1894 гг.). Этот метод основан на представлении гармонических функций в виде проекций вращающихся векторов на комплексной плоскости. Так синусоидальный ток  $i(t) = I_m \cdot \sin(\omega t + \alpha)$  может быть представлен мнимой частью ( $Im$ ) вектора  $I_m e^{j(\omega t + \alpha)}$ , т.е.

$$i(t) = I_m \cdot \sin(\omega t + \alpha) = Im\{I_m e^{j(\omega t + \alpha)}\}.$$

Так как скорости вращения векторов определяются круговой частотой  $\omega$ , которая для всех векторов одинакова, поэтому все векторы являются неподвижными друг относительно друга, что является основанием для построения векторных диаграмм, при этом вектор  $I_m e^{j(\omega t + \alpha)}$  равен  $\dot{I}_m = I_m e^{j\alpha}$ , где  $\dot{I}_m$  – комплексная величина. Таким образом, синусоидальные токи и напряжения могут быть представлены неподвижными векторами  $\dot{F}_m = F_m e^{j\alpha}$ , направление которых определяется начальной фазой  $\alpha$ , а длина амплитудой. При этом операция взятия производной от действительной функции заменяется умножением на  $j\omega$  её комплексного изображения, а операция интегрирования действительной функции заменяется делением на  $j\omega$  её комплексного изображения. Таким образом, комплексный метод является элегантным методом *алгебраизации дифференциальных уравнений*. Уравнения по первому и второму правилам Кирхгофа будут не дифференциальными, а алгебраическими – аналогичными уравнениям для цепи постоянного тока, что существенно упрощает их решение.

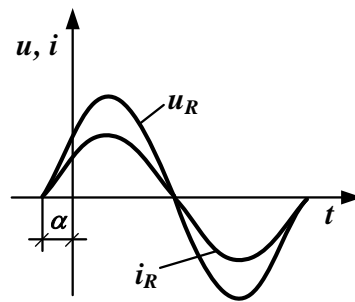
Совокупность векторов токов и напряжений, построенных для электрической цепи, называется *векторной диаграммой*. Векторные диаграммы широко используются в электроэнергетике при выполнении расчётов и анализе поведения различных электроустановок.

Если в электрическую цепь включены только источники с синусоидальными ЭДС и/или токами, то уравнения связи между напряжениями на элементах и токами в них упрощаются по сравнению с выражениями (8.1) – (8.3).

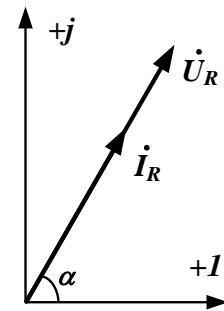
Если к активному сопротивлению приложено синусоидальное напряжение  $u_R(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha)$ , ток через сопротивление также будет синусоидальным

$$i_R(t) = \frac{u_R}{R} = \frac{U_m}{R} \sin(\omega t + \alpha) = I_m \sin(\omega t + \alpha). \quad (8.8)$$

В соответствии с (8.8) ток имеет ту же начальную фазу  $\alpha$ , что и напряжение (рис.8.6).



**Рисунок 8.7.** На активном сопротивлении и ток и напряжение совпадают по фазе



**Рисунок 8.8.** Векторная диаграмма тока напряжения для активного сопротивления

Из (8.8) также следует, что  $U_m = R \cdot I_m$  и  $U = R \cdot I$ . Переходя от синусоидальных функций напряжения и тока к соответствующим им комплексам

$$U_R(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{U}_R = U_R e^{j\alpha};$$

$$i_R(t) = I_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{I}_R = I_R e^{j\alpha},$$

и поделив первый комплекс на второй, получим

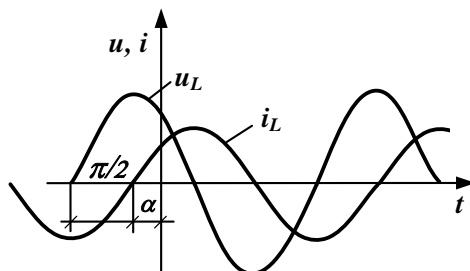
$$\frac{\dot{U}_R}{\dot{I}_R} = \frac{U_R e^{j\alpha}}{I_R e^{j\alpha}} = \frac{U_R}{I_R} = R.$$

Векторная диаграмма тока и напряжения для активного сопротивления представлена на рис.8.8.

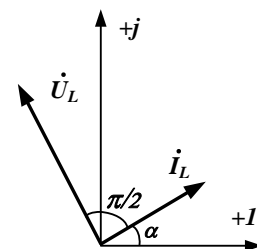
Если через индуктивность протекает синусоидальный ток  $i_L = I_m \sin(\omega t + \alpha)$ , то напряжение на её зажимах

$$u_L = -e = \frac{d\psi}{dt} = \frac{d}{dt}(Li) = \omega LI_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) = U_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2). \quad (7.9)$$

Следовательно, ток в индуктивности отстаёт от напряжения на угол  $\pi/2$  (рис.8.9).



**Рисунок 8.9.** Ток в индуктивности отстаёт от напряжения на угол  $90^\circ$



**Рисунок 8.10** Векторная диаграмма тока и напряжения для индуктивности

Из выражения (8.10) следует, что  $U_m = \omega LI_m = X_L I_m$ , где  $X_L = \omega L$  – реактивное индуктивное сопротивление катушки; его размерность – Ом.

Величина  $X_L$  линейно зависит от частоты. При  $f=0$  ( $\omega=0$ ), т.е. для постоянного тока  $X_L=0$ , если  $f \rightarrow \infty$ , то и  $X_L \rightarrow \infty$ .

Комплексы тока и напряжения имеют вид:

$$u_L = U_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) \Rightarrow \dot{U}_L = U e^{j(\alpha + \pi/2)};$$

$$i_L = I_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{I}_L = I e^{j\alpha}.$$

Разделив первый комплекс на второй, получим

$$\frac{\dot{U}_L}{\dot{I}_L} = \frac{U_L e^{j(\alpha + \pi/2)}}{I_L e^{j\alpha}} = \frac{U_L e^{j\alpha} e^{j\pi/2}}{I_L e^{j\alpha}} = X_L e^{j\pi/2} = jX_L,$$

или

$$\dot{U}_L = jX_L \dot{I}_L = \underline{Z}_L \dot{I}_L.$$

Умножение вектора на  $j = e^{j\pi/2}$  соответствует повороту его на угол  $\pi/2$  в положительном направлении (против часовой стрелки) не изменяя его длины.

Векторная диаграмма тока и напряжения для катушки индуктивности представлена на рис.8.10.

Если к конденсатору приложить синусоидальное напряжение  $u_C = U_m \sin(\omega t + \alpha)$ , то через него будет протекать ток

$$i_C = \frac{d}{dt}(Cu_C) = \omega CU_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) = I_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2). \quad (8.10)$$

Следовательно, ток в конденсаторе опережает напряжение по фазе на угол  $\pi/2$  (рис.8.11).

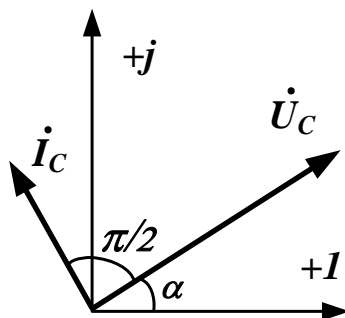
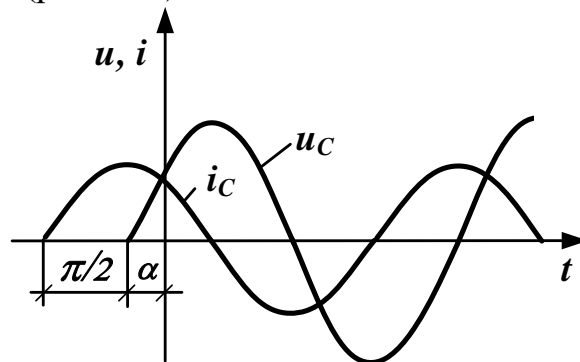


Рисунок 8.11. Ток в конденсаторе опережает напряжение на угол  $90^\circ$

Рисунок 8.12. Векторная диаграмма тока и напряжения для

конденсатора

Из (8.10) следует, что

$$U_m = \frac{I_m}{\omega C} = X_C I_m,$$

$$U_C = \frac{I_C}{\omega C} = X_C I_C,$$

где  $X_C = \frac{1}{\omega C}$  – реактивное ёмкостное сопротивление конденсатора; его размерность – Ом.

Величина  $X_C$  с увеличением частоты уменьшается по гиперболическому закону; при  $f = 0$  ( $\omega = 0$ )  $X_C \rightarrow \infty$ , т.е. для постоянного тока конденсатор является разрывом цепи.

Запишем выражения для комплексов напряжения и тока

$$u_C = U_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{U}_C = U_C e^{j\alpha};$$

$$i_C = I_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) \Rightarrow \dot{I}_C = I_C e^{j(\alpha + \pi/2)},$$

и поделив первый комплекс на второй, получим

$$\frac{\dot{U}_C}{\dot{I}_C} = \frac{U_C e^{j\alpha}}{I_C e^{j(\alpha + \pi/2)}} = X_C e^{-j\pi/2} = -jX_C,$$

$$\dot{U}_C = -jX_C \dot{I}_C = \underline{Z}_C \dot{I}_C.$$

Умножение вектора на  $-j = e^{-j\pi/2}$  означает его поворот на угол  $\pi/2$  в отрицательном направлении (по часовой стрелке) не изменяя длины. Векторная диаграмма для тока и напряжения для конденсатора приведена на рис.8.12.

#### 8.4. Резонансные (колебательные) цепи. Фильтры

Резонансными или колебательными цепями называются электрические цепи, в которых может возникать явление резонанса напряжений или токов. Резонанс представляет такой режим электрической цепи (содержащей индуктивности и конденсаторы), при котором, реактивное сопротивление или реактивная проводимость цепи равны нулю, соответственно равна нулю реактивная мощность на зажимах цепи.

Рассмотрим цепочку из последовательно соединённых элементов: резистора с сопротивлением  $R$ , катушки с индуктивностью  $L$  и конденсатора с ёмкостью  $C$ , подключённую к источнику ЭДС  $E$  (рис. 8.13, а). Эквивалентное комплексное сопротивление этого участка цепи зависит от частоты

$$Z = R + jX = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right).$$

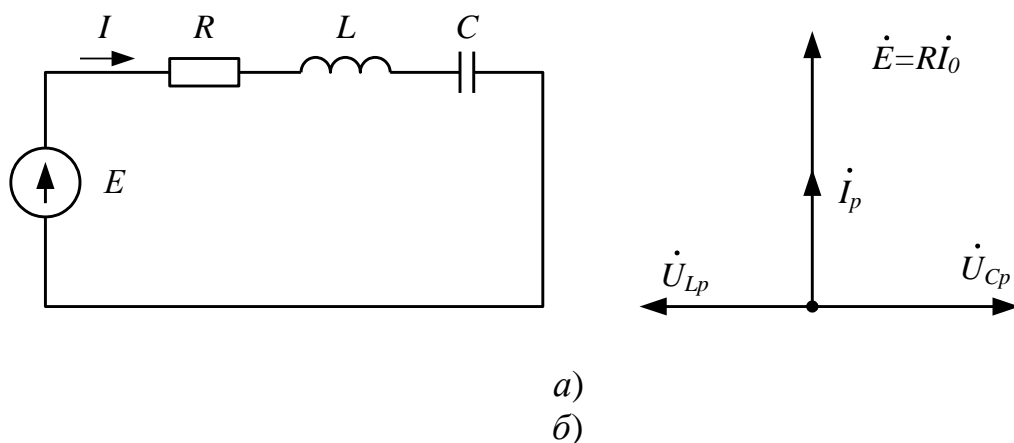


Рисунок 8.13. Цепочка из последовательно соединённых элементов:  $R L C$ , подключённая к источнику ЭДС  $E$  (а), и векторная диаграмма при резонансе напряжений (б)

Резонанс напряжений наступает при резонансной частоте  $\omega_p$ , когда  $X = \omega L - \frac{1}{\omega C} = 0$ , откуда

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}}.$$

При резонансной частоте  $\omega_0$  ток становится *максимальным*

$$I_p = I_0 = \frac{E}{R},$$

и *совпадает по фазе с ЭДС* на входе контура, так как реактивное сопротивление равно нулю. Векторная диаграмма при резонансе цепи показана на рис.8.13, б.

При резонансе происходит непрерывное перераспределение энергии магнитного и электрического полей, причём *суммарная энергия остаётся неизменной*. Таким образом, энергия, первоначально запасённая в контуре при подключении его к источнику напряжения, колеблется между  $L$  и  $C$  без участия в этом процессе источника; поэтому контур называется *колебательным*.

Если бы колебательный контур не содержал сопротивления  $R$ , то при резонансе энергия не поступала бы в контур от источника. При наличии сопротивления, вся энергия, которая поступает в контур от источника, *расходуется в сопротивлении*.

Для оценки динамических характеристик колебательного контура пользуются понятием *добротности контура*

$$Q = \frac{\omega_p L}{R} = \frac{1}{\omega_p C R}.$$

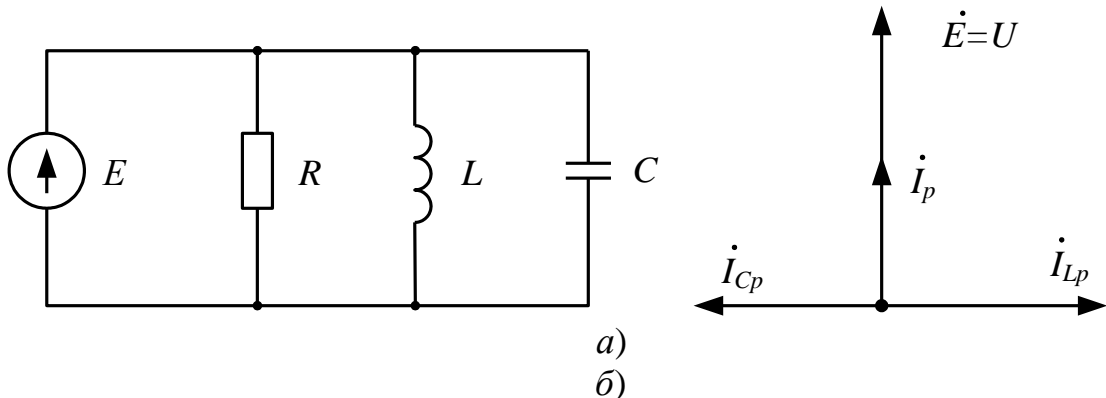
Добротность контуров, применяемых в радиотехнике, достигает  $Q \approx 100 \div 300$ . Величина обратная добротности  $d = 1/Q$  называется



затуханием; величина  $d$  характеризует скорость затухания колебательного процесса, когда контур отключается от источника и замыкается накоротко.

При  $Q > 1$  напряжения на конденсаторе и индуктивности в резонансном режиме *превышают по величине напряжение*  $U = E$ , приложенное к контуру; добротность показывает, во сколько раз эти напряжения превышают входное. Поэтому резонанс в последовательном колебательном контуре и называют *резонансом напряжений*.

Рассмотрим цепочку из параллельно соединённых элементов: резистора с сопротивлением  $R$ , катушки с индуктивностью  $L$  и конденсатора с ёмкостью  $C$ , подключённую к источнику ЭДС  $E$  (рис. 8.14, а).



**Рисунок 8.14.** Цепочка из параллельно соединённых элементов:  $R L C$ , подключённая к источнику ЭДС  $E$  (а), и векторная диаграмма при резонансе токов (б)

Комплексная проводимость параллельного колебательного контура

$$Y = g - jb = g - j \left( \frac{1}{\omega L} - \omega C \right)$$

по своей структуре аналогична выражению комплексного сопротивления последовательного колебательного контура, а резонансная частота, как и в предыдущем случае, равна:

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}}.$$

Добротность параллельного контура равна:

$$Q = \frac{R}{\omega_p L} = \omega_p C R,$$

т.е. обратна по величине добротности последовательного контура.

При резонансе токов полная проводимость параллельного колебательного контура *минимальна*, следовательно, его входное сопротивление достигает максимума. При этом ток от источника минимален и равен  $I_p = gE$ , а токи в индуктивности и конденсаторе равны по величине и противоположны по знаку.

При  $Q > 1$  эти токи превышают по величине  $I_p$ ; поэтому резонанс в

параллельном контуре и называется *резонансом токов*. Векторная диаграмма при резонансе цепи показана на рис.8.14,б.

### 8.5. Взаимная индуктивность в электрических цепях. Линейный трансформатор

Электрические цепи могут содержать контуры (два или более), в которых магнитный поток одного из них пронизывает другой, например, в случае двух и более параллельных линий электропередачи. Это явление называется *взаимной индукцией* между контурами. Если магнитный поток изменяется во времени, то в *магнитосвязанных контурах наводятся ЭДС*, например, ЭДС в  $j$ -том контуре при изменении тока и пропорционального ему магнитного потока в  $k$ -том определяется по формуле

$$e_j = \pm M_{jk} \frac{di_k}{dt} = - \frac{d\Phi_k}{dt},$$

где  $M_{jk}$  - коэффициент взаимной индукции или взаимная индуктивность между контурами  $j$  и  $k$ , характеризует тесноту связи (коэффициент связи) между контурами. Необходимо отметить, что в электрических цепях всегда  $M_{jk} = M_{kj} = M$ . С увеличением расстояния между контурами  $M$  уменьшается. Взаимная индуктивность  $M$ , как и собственная индуктивность  $L$ , измеряется в генри (Гн).

Знаки «+» и «-» перед  $M$  означают, что выполнении расчётов цепей необходимо знать не только величину  $M$ , но и её знак, который зависит от взаимного расположения контуров; так как *магнитные потоки в контуре*, наводимые собственным током и током взаимного контура могут по направлению либо *совпадать*, либо *не совпадать*. В связи с этим различают *согласное и встречное включение контуров* (или обмоток катушек). Для определения знака, с которым добавляется потокосцепление (или поток) взаимной индукции  $Mi_k$  (или  $Mi_j$ ) к потокосцеплению самоиндукции  $Lji_j$  (или  $Lki_k$ ), необходимо разметить зажимы ветвей, содержащих индуктивно связанные элементы. Обычно один из зажимов первой ветви произвольно принимают за начало и наносят около него точку; вторая точка ставится у зажима второй ветви так, чтобы магнитное потокосцепление обоих индуктивных элементов увеличивалось бы вследствие взаимной индукции, когда токи  $i_j$  и  $i_k$  одинаково направлены относительно отмеченных зажимов своих элементов (рис.8.15).

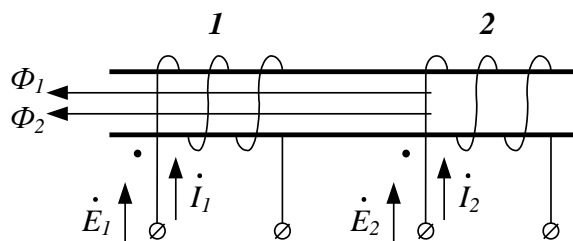


Рисунок 8.15. Согласное включение обмоток

Для установившегося синусоидального режима последнее выражение

может быть записано для комплексных амплитуд  $E_j = \omega M I_k$ .

Если поток (потокосцепление) сцеплён только со своей обмоткой, то такой поток называется *потокосцеплением*, а соответствующая ему индуктивность называется *индуктивностью рассеяния*. Величины, характеризующие рассеяние обозначаются индексом  $\sigma$ .

*Трансформатор* в простейшем случае представляет собой две индуктивно связанные обмотки при сильной связи между ними; для этого они должны быть, надеты на общий ферромагнитный магнитопровод (сердечник). Практическое значение трансформаторов заключается, прежде всего, в возможности изменения величин напряжения. При сильной связи между обмотками почти одинаковый поток  $\Phi$  пронизывает каждый из витков, поэтому ЭДС, индуцируемые в обмотках, пропорциональны числам витков  $w$  обмоток. Если к первой (первичной) обмотке с числом витков  $w_1$  приложить напряжение  $U_1$ , то напряжение  $U_2$  на зажимах второй (вторичной) обмотки с числом витков  $w_2$  можно определить по формуле

$$U_2 \approx U_1 \frac{w_2}{w_1}.$$

Отношение вторичного напряжения к первичному напряжению называется *коэффициентом трансформации*  $k = U_2 / U_1$ . Если  $k > 1$ , то трансформатор называется повышающим, если  $k < 1$  - понижающим.

Трансформатор, не имеющий потерь в магнитопроводе в проводах обмоток, называется *идеальным*. Для идеального трансформатора коэффициент трансформации можно определить как отношение чисел витков обмоток

$$k = U_2 / U_1 \approx w_2 / w_1.$$

Кроме того, трансформатор изолирует первичную и вторичную обмотки в электрическом отношении, сохраняя возможность передачи энергии между обмотками.

Ферромагнитный сердечник может привести к *нелинейной зависимости между первичным и вторичным напряжениями*. Здесь мы ограничимся анализом работы трансформатора лишь в линейном режиме, когда все потокосцепления прямо пропорциональны токам и могут быть выражены через собственные и взаимные индуктивности, величины которых не зависят от тока. В таком режиме работают измерительные трансформаторы и трансформаторы в системах сигнализации, связи, радиотехнической и телевизионной аппаратуре. В режиме близком к линейному работают силовые трансформаторы в энергосистемах; нелинейность их параметров проявляется практически только в режиме холостого хода и некоторых аномальных режимах.

*Основные уравнения и векторная диаграмма линейного трансформатора.* Предположим, что первичная обмотка трансформатора

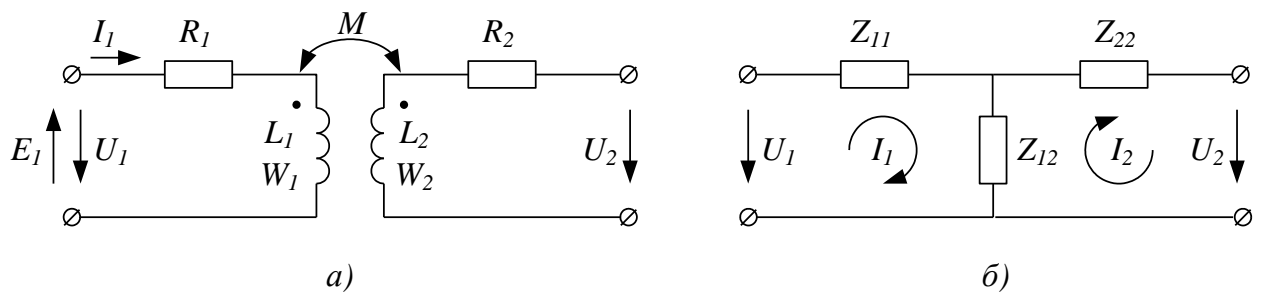
подключена и источнику синусоидальной ЭДС  $E_1$ . Будем также считать, что числа витков первичной и вторичной обмотки равны  $w_1 = w_2$ , если же  $w_1 \neq w_2$ , то параметры одной обмотки должны быть приведены ко второй (приведение выполняется через коэффициент трансформации).

Уравнения для первичной и вторичной обмоток запишем на основе второго правила Кирхгофа, используя символический метод (рис.8.16, а).

$$\left. \begin{aligned} Z_{11}\dot{I}_1 - Z_{12}\dot{I}_2 &= \dot{E}_1 \\ Z_{21}\dot{I}_1 - Z_{22}\dot{I}_2 - \dot{U}_2 &= 0 \end{aligned} \right\};$$

где  $Z_{11} = R_1 + j\omega L_1$ ;  $Z_{22} = R_2 + j\omega L_2$ ;  $Z_{12} = Z_{21} = j\omega M$ ;

$R_1$  и  $R_2$  - активные сопротивления первичной и вторичной обмоток;  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $M$  - их собственные и взаимная индуктивности соответственно,  $U_2$  - вторичное напряжение, равное напряжению нагрузки.



**Рисунок 8.16. Линейный двухобмоточный трансформатор (а) и его Т-образная схема замещения (б)**

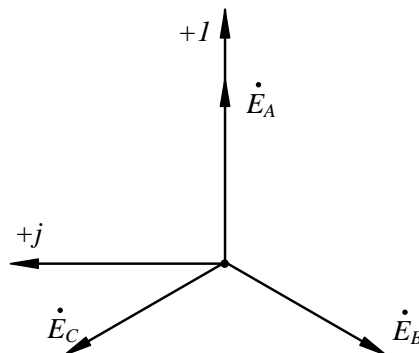
Для практических расчётов пользуются схемами замещения трансформаторов, в которых магнитная связь между обмотками заменяется электрической. Наиболее часто используется Т-образная схема замещения (рис.8.16, б). Здесь  $\omega L_{\sigma 1} = \omega(L_1 - M)$  и  $\omega L_{\sigma 2} = \omega(L_2 - M)$  - сопротивления рассеяния первичной и вторичной обмоток соответственно,  $\omega M$  - сопротивление ветви намагничивания (в ней протекает ток намагничивания).

Построим качественную векторную диаграмму трансформатора (рис.8.17). Построение начинают с векторов напряжения и тока вторичной цепи, соответственно,  $\dot{U}_2$  и  $\dot{I}_2$ . Обычно трансформаторы в электроэнергетических установках имеют активно-индуктивную нагрузку; в этом случае вектор тока  $\dot{I}_2$  отстаёт от вектора напряжения  $\dot{U}_2$  на угол  $\phi_n$ , причём  $0 \leq \phi_n \leq \pi/2$ . Вектор падения напряжения от вторичного тока на активном сопротивлении  $\dot{I}_2 R_2$  совпадает по фазе с вектором тока, а на индуктивном сопротивлении рассеяния  $j\omega \dot{I}_2 L_{\sigma 2}$  - опережает его на  $\pi/2$ . Суммируя геометрически векторы:  $\dot{U}_2$ ,  $\dot{I}_2 R_2$  и  $j\omega \dot{I}_2 L_{\sigma 2}$  получим падение напряжения на ветви намагничивания от тока намагничивания  $j\omega \dot{I}_0 M$ . Ток намагничивания равен геометрической разности первичного и вторичного



буквами  $A, B, C$ , а совокупность ЭДС, действующих в этих фазах, а также совокупность токов и напряжений фаз называется трёхфазной системой ЭДС, токов и напряжений. Трёхфазная система ЭДС (токов, напряжений) называется симметричной, если ЭДС (токи, напряжения) всех фаз равны по амплитуде и сдвинуты относительно друг друга по фазе на угол  $2\pi/3$ , в противном случае трёхфазная система называется несимметричной.

Векторная диаграмма трёхфазной системы ЭДС показана на рис.8.18. Трёхфазная система ЭДС вырабатывается с помощью синхронного трёхфазного генератора.



**Рисунок.8.18. Трёхфазная система ЭДС**

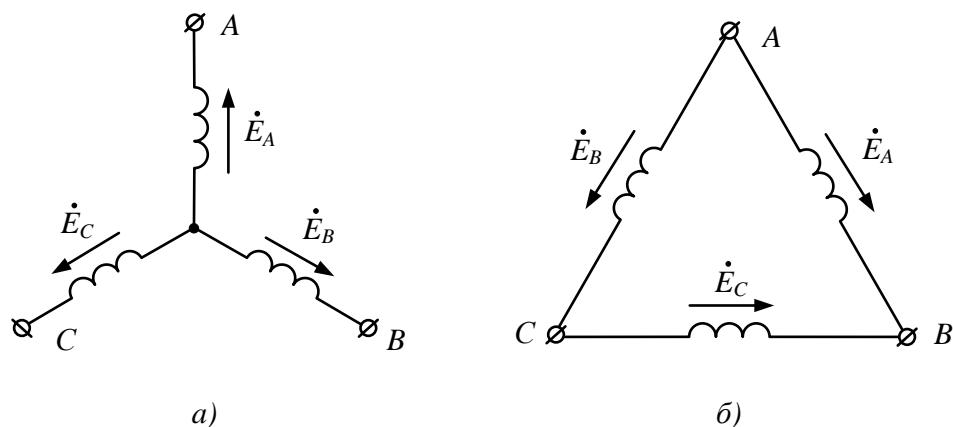
Трёхфазная система с одной стороны является более экономичной по числу используемых проводников – их три (в двухфазной системе Тесла использовалось четыре провода), с другой стороны – позволяет реализовать простые по конструкции, следовательно, надёжные и дешёвые электрические двигатели – основные потребители электрической энергии (с помощью трёхфазной системы токов создаётся *вращающееся магнитное поле*, впервые описали Тесла и Феррарис).

На электрической схеме трёхфазный генератор принято изображать в виде трёх обмоток, расположенных под углом  $120^\circ$ . Обмотки генератора могут быть соединены звездой или треугольником.

При соединении звездой одноимённые зажимы трёх обмоток объединяют в одну точку (рис.8.19,а), которую называют нулевой точкой генератора 0. Обмотки генератора обозначают буквами  $A, B, C$ .

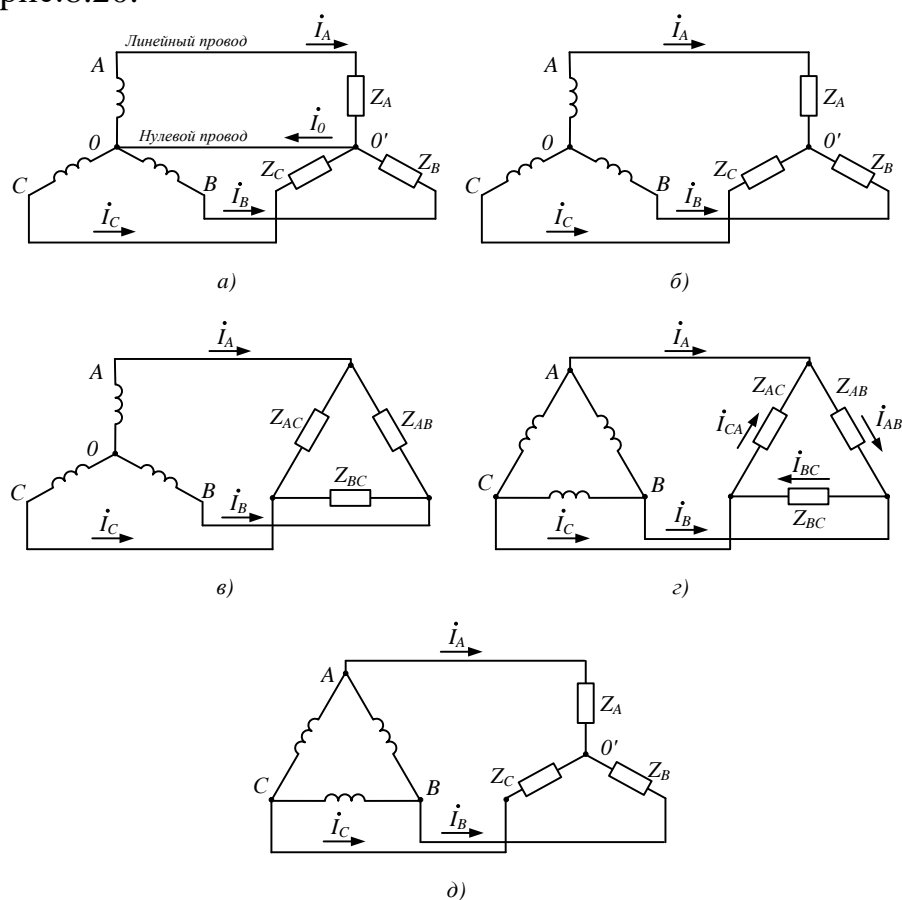
При соединении обмоток генераторов треугольником (рис.8.19,б) конец первой обмотки соединяют с началом второй, конец второй – с началом третьей, конец третьей – с началом первой. Геометрическая сумма ЭДС в замкнутом треугольнике равна нулю, поэтому если к зажимам генератора  $A, B, C$  нагрузка не присоединена, то ток по обмоткам генератора протекать не будет.





**Рисунок 8.19.** Соединение обмоток трёхфазного генератора в звезду (а) и треугольник (б)

Пять возможных способов соединения трёхфазного генератора показаны на рис.8.20.



**Рисунок 8.20.** Схемы соединения обмоток в трёхфазных цепях

Точку, в которой объединены три конца трёхфазной нагрузки при соединении её звездой, называют нулевой точкой нагрузки и обозначают  $0'$ . Ток нулевого провода  $I_0$  имеет положительное направление от точки  $0'$  к  $0$ . Схемы на рис.8.20 называют: а) звезда-звезда с нулевым проводом, б) звезда-звезда без нулевого провода, в) звезда-треугольник, г) треугольник-треугольник, д) треугольник-звезда.

Напряжения между линейными проводами называют *линейными* и

обозначают, например,  $U_{AB}$  (линейное напряжение между фазами  $A$  и  $B$ ); модуль линейного напряжения –  $U_L$ .

Токи в линейных проводах называют *линейными*, их обозначают  $\dot{I}_A$ ,  $\dot{I}_B$ ,  $\dot{I}_C$ . За положительное направление для них принимается направление от генератора к нагрузке. Модули линейных токов обозначают  $I_L$ .

Каждую из трёх обмоток генератора называют *фазой генератора*; каждую из трёх нагрузок – *фазой нагрузки*; протекающие по ним токи – фазовыми токами генератора  $I_\phi$  или соответственно нагрузки, а напряжения на них – фазовыми напряжениями.

*Соотношения между линейными и фазовыми напряжениями и токами.* При соединении обмоток генератора в звезду линейное напряжение по модулю в  $\sqrt{3}$  раза больше фазового напряжения генератора ( $U_\phi$ ):

$$U_L = U_{AB} = \sqrt{3} \cdot U_\phi.$$

Линейный ток  $I_L$  при соединении обмоток генератора в звезду равен фазовому току генератора

$$I_L = I_\phi.$$

При соединении обмоток генератора в треугольник линейное напряжение равно фазовому напряжению

$$U_L = U_\phi.$$

При соединении нагрузки в звезду *линейный ток равен* фазовому току нагрузки.

При соединении нагрузки в треугольник положительные направления для токов в сторонах треугольника *выбирают по часовой стрелке*. Индексы у токов соответствуют выбранным для них положительным направлениям: первый индекс для точки, из которой ток вытекает, второй – для точки в которую он втекает

При соединении нагрузки в треугольник *линейные токи не равны фазовым токам нагрузки* и определяются по первому правилу Кирхгофа

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{AB} - \dot{I}_{CA}; \quad \dot{I}_B = \dot{I}_{BC} - \dot{I}_{AB}; \quad \dot{I}_C = \dot{I}_{CA} - \dot{I}_{BC}.$$

*Источники ЭДС в трёхфазных цепях являются синусоидальными*, поэтому расчёт и исследование процессов в них производится теми же методами, что и однофазных цепей. Для цепей трёхфазного тока также применим символический метод, могут строиться векторные и топографические диаграммы.

## 8.7. Мощность в цепях синусоидального тока

8.7.1. *Мощность в цепи однофазного тока.* При протекании токов в нагрузке происходит *потеря энергии и мощности*. Если нагрузка представляет собой активное сопротивление  $R$  (например, электрическая печь, лампы накаливания и т.п.), то протекающий в ней ток по фазе совпадает с приложенным напряжением (или ЭДС). Мгновенная мощность, потребляемая нагрузкой

$$p = ui = U_m \sin \omega t \times I_m \sin \omega t = \frac{U_m I_m}{2} (1 - \cos 2\omega t).$$

Выражение для мгновенной активной мощности перепишем в виде

$$p = UI(1 - \cos 2\omega t) = UI - 2UI \cos 2\omega t.$$

Мгновенная мощность колеблется в пределах от 0 до  $2UI$  с удвоенной частотой по сравнению с напряжением и током и принимает только положительные значения. Среднее значение мгновенной мощности, потребляемой нагрузкой с активным сопротивлением  $R$ , называется *активной мощностью*  $P = UI$ . Эта мощность безвозвратно теряется (рассеивается) в активных сопротивлениях энергосистемы.

*Активная мощность* измеряется в ваттах (Вт):  $1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с}$ . Активную мощность СГ электростанций обычно выражают в мегаваттах ( $1 \text{ МВт} = 10^6 \text{ Вт}$ ) или ( $1 \text{ МВт} = 10^3 \text{ кВт}$ ); активную мощность крупных электростанций и энергосистем иногда выражают в гигаваттах ( $1 \text{ ГВт} = 10^3 \text{ МВт}$ ). Для измерения активной мощности используются ваттметры.

Однако потребители электрической энергии в энергосистемах очень редко являются активными сопротивлениями; зачастую потребители представляют собой активно-индуктивные сопротивления. В этом случае активная мощность вычисляется по формуле

$$P = UI \cos \varphi,$$

где  $\varphi$  - угол сдвига между векторами тока и напряжения (в отличие от активных сопротивлений в этом случае вектор тока отстаёт от вектора напряжения на угол  $\varphi$ ).

Величина  $S = UI$  в общем случае активно-реактивной цепи называется *полной* или *кажущейся мощностью*. Полная мощность вычисляется в вольтамперах (ВА); в энергетике полную мощность представляют в мегавольтамперах (МВА). Физический смысл полной мощности - это наибольшая активная мощность электроустановки, возможная при данных значениях  $U$  и  $I$ , т.е. при  $\cos \varphi = 1$ ; её нельзя измерить приборами, а можно только вычислить.

Отношение активной мощности  $P$  к полной мощности  $S$ , называется коэффициентом мощности  $\cos \varphi = P/S$ ; это характеристика *энергетической эффективности электроустановки*. Коэффициент мощности характеризует эффективность использования генерирующих мощностей, чем выше  $\cos \varphi$ , тем выше и эффективность.

В электротехнике используется понятие *треугольника мощностей* - это прямоугольный треугольник, гипотенузой которого является *полная мощность*, а катетами активная и реактивная мощности. Реактивная мощность определяется по формуле

$$Q = UI \sin \varphi,$$

или из треугольника мощностей  $Q = \pm \sqrt{S^2 - P^2}$ .

Реактивная мощность имеет колебательный характер со средним

значением равным нулю; полная и активная мощности могут быть только положительными, *реактивная мощность может принимать как положительные, так и отрицательные значения*. В отличие от активной мощности она не требует для своего производства расхода энергии на электростанциях и не теряется безвозвратно в элементах энергосистемы. Она генерируется реактивными элементами и поочерёдно запасается в индуктивностях и конденсаторах. Реактивная мощность вычисляется в вольт-амперах реактивных (ВАр); в энергетике реактивную мощность представляют в мегавольт-амперах реактивных (МВАр). Реактивная мощность может быть измерена специальными электроизмерительными приборами.

8.7.2. *Мощность трёхфазной системы*. Под активной мощностью трёхфазной системы понимают сумму активных мощностей фаз нагрузки и активной мощности в сопротивлении нулевого провода

$$P = P_A + P_B + P_C + P_0.$$

Аналогично реактивная мощность

$$Q = Q_A + Q_B + Q_C + Q_0;$$

полная мощность

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

Если нагрузка симметричная, то  $P_0 = 0$ ,  $Q_0 = 0$

$$P_A = P_B = P_C = U_\phi I_\phi \cos \varphi_\phi; \quad Q_A = Q_B = Q_C = U_\phi I_\phi \sin \varphi_\phi,$$

где  $\varphi_\phi$  – угол между напряжением  $U_\phi$  на фазе нагрузки и током  $I_\phi$  фазы нагрузки.

При симметричной нагрузке

$$\left. \begin{aligned} P &= 3U_\phi I_\phi \cos \varphi_\phi, \\ Q &= 3U_\phi I_\phi \sin \varphi_\phi, \\ S &= 3U_\phi I_\phi. \end{aligned} \right\}$$

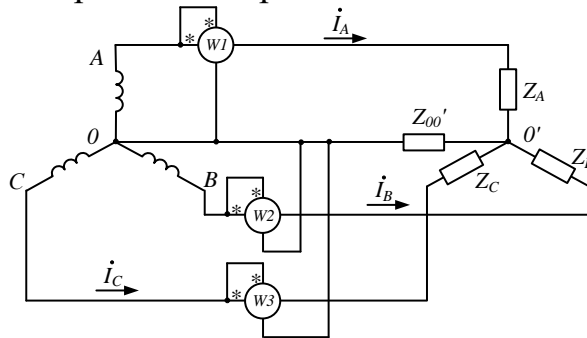
При симметричной нагрузке независимо от её соединения в звезду или треугольник

$$3U_\phi I_\phi = \sqrt{3} \cdot U_\phi \sqrt{3} \cdot I_\phi = \sqrt{3} \cdot U_L I_L,$$

где  $U_L$  – линейное напряжение в нагрузке;  $I_L$  – линейный ток нагрузки. Поэтому часто используют следующие соотношения:

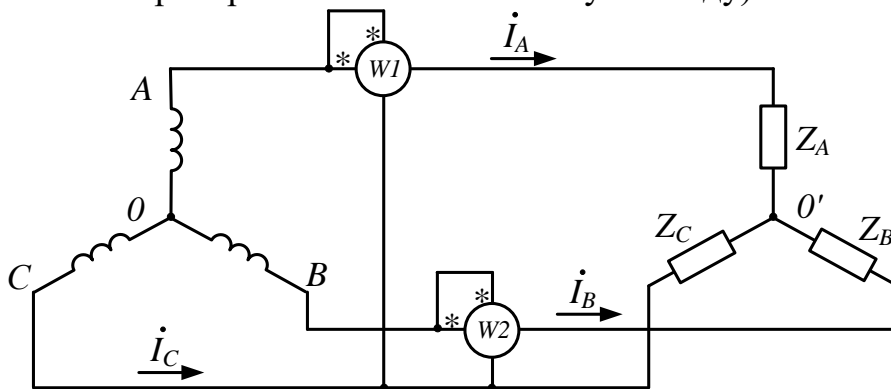
$$\left. \begin{aligned} P &= \sqrt{3} \cdot U_{Л} I_{Л} \cos \varphi_{\phi}, \\ Q &= \sqrt{3} \cdot U_{Л} I_{Л} \sin \varphi_{\phi}, \\ S &= \sqrt{3} \cdot U_{Л} I_{Л}. \end{aligned} \right\}$$

Для измерения активной мощности трёхфазной системы в общем случае (несимметричная нагрузка и наличие нулевого провода) необходимо три ваттметра включить по схеме рис.8.21. Активная мощность системы равна сумме показаний трёх ваттметров.



**Рисунок 8.21. Измерение мощности в трёхфазной цепи с помощью трёх ваттметров**

При отсутствии нулевого провода измерение мощности производят двумя ваттметрами, включёнными по схеме на рис.8.22. Сумма показаний двух ваттметров при этом даёт полную мощность системы, независимо от того в звезду или треугольник соединена нагрузка (треугольник нагрузки всегда может быть преобразован в эквивалентную звезду).



**Рисунок 8.22. Измерение мощности в трёхфазной цепи без нулевого провода с помощью двух ваттметров**

Показание первого ваттметра равно  $\operatorname{Re} \{ \dot{U}_{AC} I_A \}$ , второго  $\operatorname{Re} \{ \dot{U}_{BC} I_B \}$ , но

$$\dot{U}_{AC}^* I_A + \dot{U}_{BC}^* I_B = (\dot{U}_A - \dot{U}_C)^* I_A + (\dot{U}_B - \dot{U}_C)^* I_B = \dot{U}_A^* I_A + \dot{U}_B^* I_B + \dot{U}_C^* I_C.$$

При симметричной нагрузке достаточно измерить мощность одной из фаз и результат утроить.

1. Электромагнитное поле и электрические цепи. Основные элементы электрических цепей – 5 баллов.
2. Методы расчёта электрических цепей постоянного тока – 5 баллов.
3. Методы расчёта электрических цепей переменного тока – 5 баллов.
4. Символический метод цепей синусоидального тока. Векторные диаграммы – 5 баллов.
5. Сопротивление синусоидальному току резистора, катушки индуктивности и конденсатора – 5 баллов.
6. Взаимная индуктивность электрических цепей – 5 баллов.
7. Линейный двухобмоточный трансформатор – 5 баллов.
8. Резонанс напряжений – 5 баллов.
9. Резонанс токов – 5 баллов.
10. Трёхфазные цепи. Схемы соединения обмоток – 5 баллов.
11. Преимущества трёхфазных токов. Вращающееся магнитное поле – 5 баллов.
12. Линейные и фазные напряжения (токи) – 5 баллов.
13. Схемы соединения в трёхфазных цепях – 5 баллов.
14. Мощность в однофазной цепи переменного тока – 5 баллов.
15. Мощность в трёхфазной цепи переменного тока – 5 баллов.