

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

1. **Типы электростанций на рынке электрической энергии**
 2. **Тепловые электрические станции**
 3. **Показатели энергоэффективности**
 4. **Гидроэлектрические станции**
 5. **Атомные электростанции**
 6. **Ветроэнергетика и солнечная энергетика**
-

**ТЭС (тепловые электрические станции) – доля 66–68%
производства э/энергии**

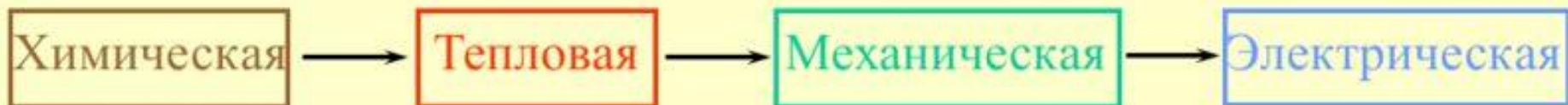
Подразделяются на :

- **КЭС конденсационные**
- **ТЭЦ – электроцентралы, вырабатывающие электроэнергию + тепло (расстояние передачи тепла не более 20-30 км);**
- **ГТУ – газотурбинные установки**
- **ГРЭС – государственные районные электростанции (крупные КЭС)**

- СЭС (гелиоэлектростанции или солнечные электростанции)
- ГТЭС (геотермальные электростанции)
- ДЭС (дизельные электростанции)
- ПЭС (приливные электростанции)
- ВЭС (ветроэлектростанции)

Классификация тепловых электростанций

Тепловая электростанция – станция, вырабатывающая **электрическую** мощность за счет преобразования **химической** энергии топлива через **тепловую** энергию сгорания в **механическую** энергию вращения вала электрогенератора.



На тепловых электростанциях получается ~60% мировой электроэнергии

Разведанных запасов хватит (в мире/в РФ, оценка 2009 г.): нефти – на 46/20 лет, газа – 63/94 года, угля – 119/более 500 лет.

Типы тепловых электростанций

- Котлотурбинные электростанции
 - Конденсационные электростанции (КЭС или ГРЭС)
 - Теплоэлектроцентрали (теплофикационные электростанции, ТЭЦ)
- Газотурбинные электростанции
- Электростанции на базе парогазовых установок (комбинированного цикла)
- Электростанции на основе поршневых двигателей (дизель)

⁵ Конденсационные электростанции (КЭС, ГРЭС)

Конденсационные электростанции (КЭС) обеспечивают снабжение потребителей только электрической энергией, которая вырабатывается за счет сжигания органического топлива. Обычно их строят вблизи месторождений топлива, чтобы избежать его дорогостоящей транспортировки.

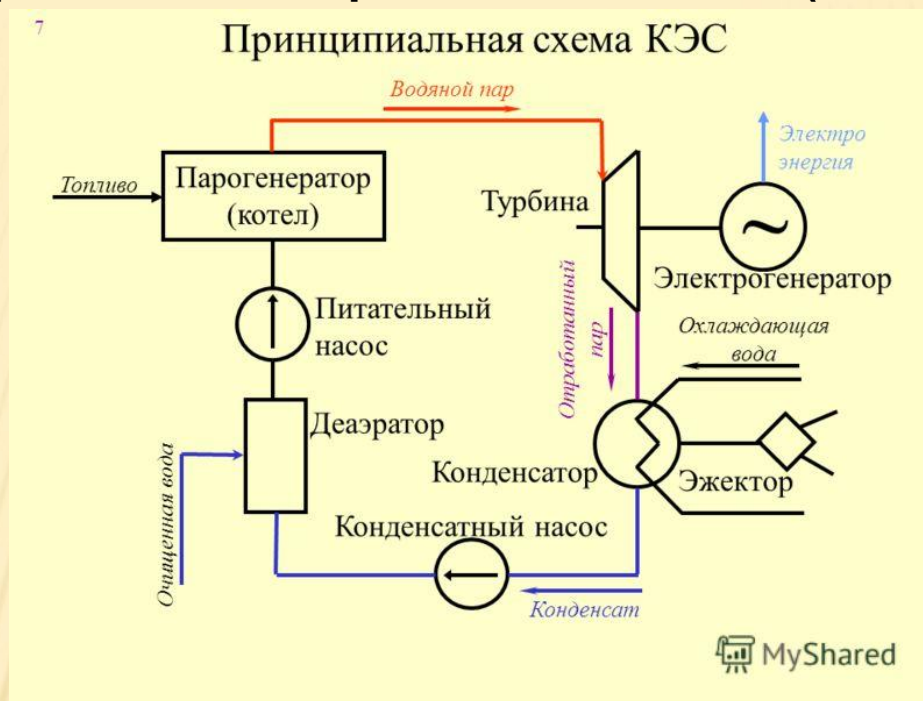
Устаревшее наименование – *ГРЭС* (государственная районная электростанция), сейчас ГРЭС понимается как КЭС мощностью ~1000 МВт, работающая в объединенной системе с другими крупными электростанциями

Первая КЭС «Электропередача» (ныне ГРЭС-3) построена в г. Электрогорск под Москвой в 1912-1914 г., рук. инж. Р.Э.Классон. Топливо – торф, мощность *15 МВт*

Крупнейшие современные российские ГРЭС

- Сургутская ГРЭС-2 (1985) – *4800 МВт* (в проекте – *до 5600 МВт*), *35 млрд кВт·ч* (2009 г.) – крупнейшая тепловая электростанция в мире!
- Костромская ГРЭС (1969) – *3600 МВт*, *12 млрд кВт·ч*
- Пермская ГРЭС (1979) – *2400 МВт*, *13 млрд кВт·ч*
- Конаковская ГРЭС (1970) – *2400 МВт*, *6 млрд кВт·ч*

Паротурбинные электрические станции (КЭС и ТЭС)



В парогенераторе за счет тепла сжигаемого топлива вода, нагнетаемая в парогенератор насосом, превращается в **водяной пар**, который затем поступает в турбину, вращающую электрогенератор. Тепловая энергия пара преобразуется в турбине в механическую работу, которая, в свою очередь, преобразуется в генераторе в **электроэнергию**. Из турбины **отработанный пар** поступает в конденсатор, где пар **конденсируется** (превращается в воду). Насос нагнетает конденсат в парогенератор, замыкая таким образом цикл.

Принцип действия КЭС

В парогенераторе получается водяной пар высокого давления и температуры (до **24 МПа, 540°C**) за счет сжигания угольной пыли, газа, мазута.

Полученный пар → к турбине, где его **потенциальная энергия** преобразуется в **кинетическую энергию** вращения ротора турбины и электрогенератора.

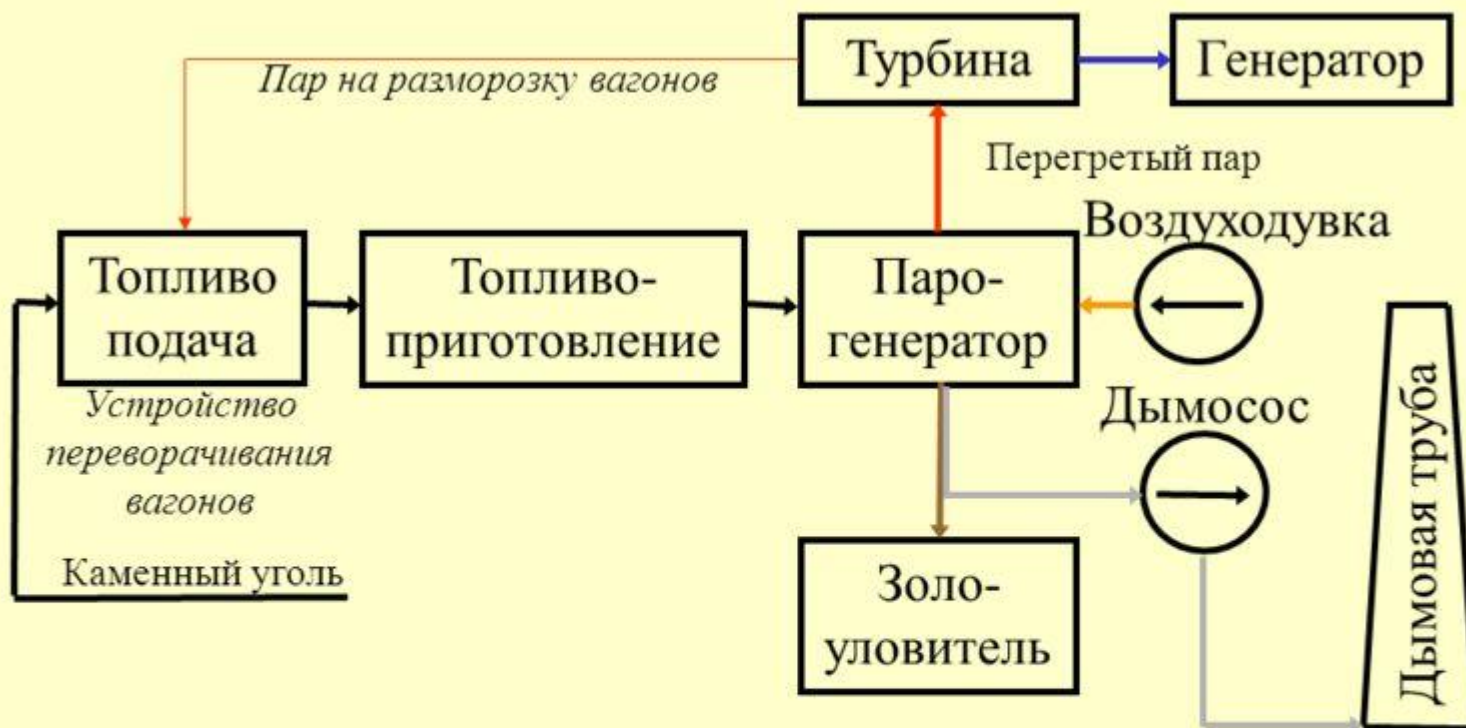
Отработанный пар → в конденсатор. Воздух, попадающий в конденсатор через течи, удаляется с помощью эжектора.

Полученная вода → в деаэратор (удаляет O_2 , вызывающий коррозию).

Для компенсации потерь в деаэратор поступает очищенная вода. Из деаэратора вода → обратно в котел.

Процесс получения электричества ведется непрерывно.

Технологическая схема КЭС



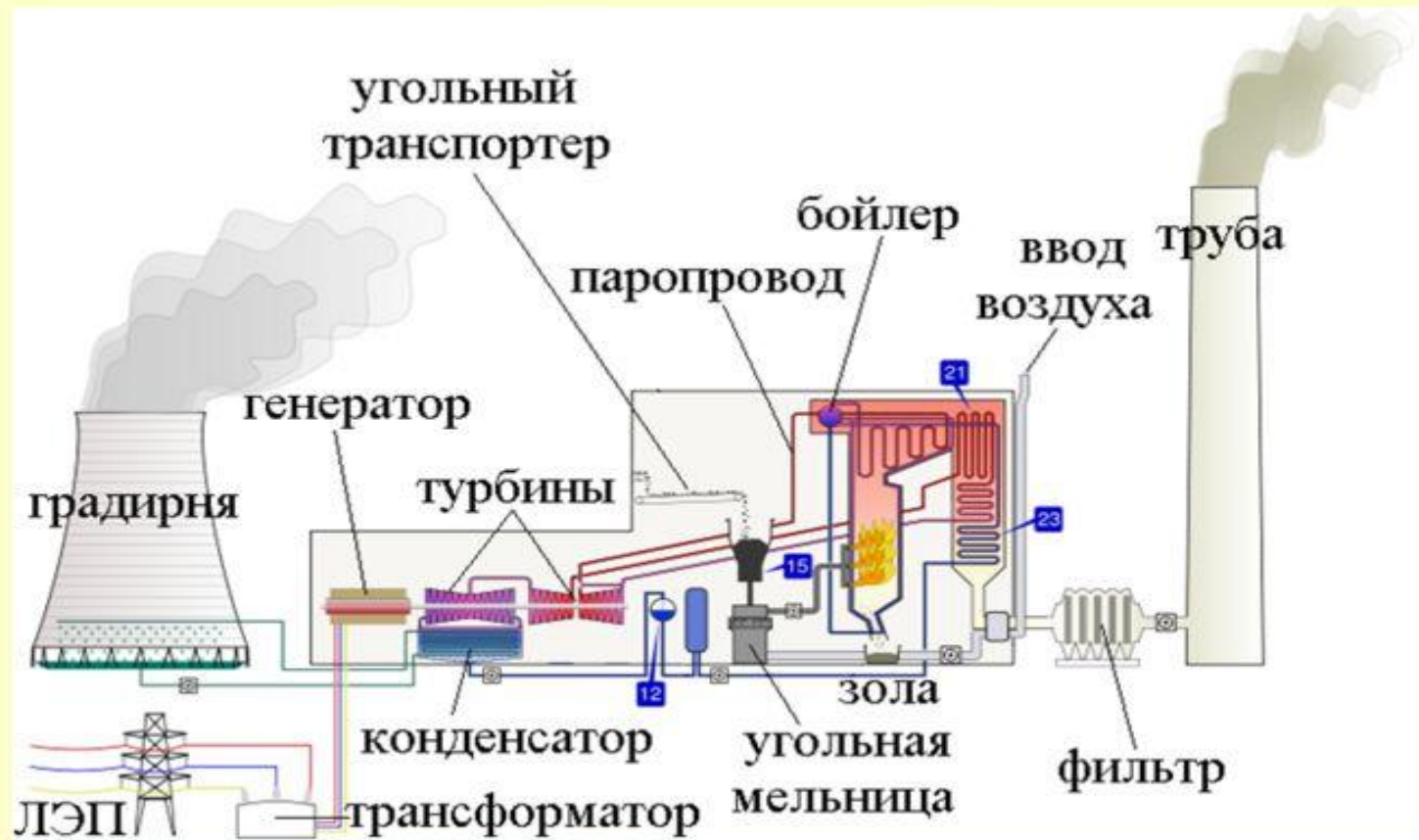
Топливоприготовление – дробление каменного угля в угольную пыль

Воздуходувка – поставляет кислород в зону горения топлива

Золоуловитель – выделяет золу из продуктов сгорания угля

Дымосос – откачивает отработанные газы в дымовую трубу

Подробная схема КЭС



Дополнительные обозначения: 12 – деаэратор, 15 – угольная дробилка, 21 – паронагреватель, 23 – экономайзер

Показатели энергетической эффективности

С точки зрения технической термодинамики основными показателями энергетической эффективности тепловых электростанций являются коэффициент полезного действия (КПД) и удельный расход топлива.

КПД брутто – это отношение полезно выработанной энергии ко всей затраченной.

КПД нетто – это отношение полезно отпущенной энергии ко всей затраченной.

Различие между ними определяется потреблением части выработанной энергии на собственные нужды и потери.

Показатели энергетической эффективности

Учитывая приведенные выше определения, КПД ТЭС можно выразить в виде:

$$\eta_{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{э}}}{B * Q_{\text{рн}}},$$

Где B – расход топлива на выработку электроэнергии;

$Q_{\text{рн}}$ – теплота сгорания рабочего топлива;

$N_{\text{э}}$ – электрическая мощность, выработанная ТЭС.

Показатели энергетической эффективности

Удельный расход топлива – это отношение полного расхода топлива к выработанной энергии за отчетный период.
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии:

$$b = \frac{N_{\text{э}} * \tau}{B * \tau} = \frac{1}{\eta_{\text{ТЭС}} * Q_{\text{рн}}}$$

Показатели энергетической эффективности

Расход топлива на ТЭС для выработки электрической мощности $N_{\text{э}}$ определяется формулой:

$$B = \frac{N_{\text{э}}}{\eta_{\text{ТЭС}} * Q_{\text{рн}}}$$

Показатели энергетической эффективности

Для сопоставления различных видов топлива, суммарного учета его запасов, оценки эффективности использования энергетических ресурсов, сравнения показателей теплоиспользующих устройств принята единица измерения условное топливо, теплота сгорания которого

$$Q_{yt} = 29,33 \text{ МДж/кг.}$$

Для сравнительного анализа обычно используется единица измерения тонна условного топлива (1 т.у.т.), теплота сгорания которой $Q_{yt} = 29,33 \cdot 10^3 \text{ МДж/тут} = 7 \text{ Гкал/тут} = 8,147 \cdot 10^3 \text{ кВтч/тут.}$

Показатели энергетической эффективности

Удельный расход условного топлива рассчитывается исходя из расхода реального топлива:

$$b_{yt} = b * \frac{Q_{pн}}{Q_{yt}}$$

Показатели энергетической эффективности

С учетом потерь энергии в различных элементах ТЭС, фактический КПД тепловой электростанции можно выразить формулой:

$$\eta_{\text{ТЭС}} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \eta_k$$

Где:

$\eta_{\text{ТЭС}}$ - фактический КПД ТЭС;

η_{oi} – внутренний относительный КПД турбины;

η_m – механический КПД турбогенератора;

η_g - электрический КПД генератора;

η_k – КПД котла.

Энергетические показатели КЭС

Энергоблоки современных КЭС (котел+турбина+электрогенератор):

- мощность *150* и *200 МВт* с параметрами пара *13 МПа, 565 °С*;
- мощность *300, 500* и *800 МВт* с параметрами пара *24 МПа, 540 °С*.

Удельный расход топлива – *300-340 г/кВт·ч* (газ, мазут, уголь).

Потери:

- 7-8% – потери в котельной установке
- 1-3% – потери в паропроводе (рассеяние тепла)
- 1-3% – потери в турбине (нагрев корпуса)
- 1-3% – потери в электрогенераторе
- 50-60% – потери в конденсаторе (определяется КПД усовершенствованного термодинамического цикла Ренкина)

Таким образом, доля тепла, превращенного в электроэнергию на КЭС, суммарно достигает только 30-40%. Надо искать пути использования энергии, теряемой в конденсаторе!

Показатели энергетической эффективности

В положении по проведению энергетических обследований организаций РАО ЕС России (РД 153-34.0-09.162-00) от 01.06.2000г. Рекомендуются следующие показатели энергетической эффективности:

Предлагаемый состав показателей для ТЭС:

- Среднегодовое значение установленной электрической мощности
- Среднегодовое значение установленной тепловой мощности с разбивкой по источникам генерации (отборы турбин, РОУ, ПВК) и видам теплоносителей (горячая вода, пар)
- Коэффициенты использования (число часов использования) установленной электрической и тепловой мощности
- Коэффициент технического использования (готовности к несению нагрузки)
- Выработка электроэнергии, в том числе по теплофикационному циклу
- Отпуск тепла, в том числе отработавшим паром отборов турбин
- Среднегодовая структура сожженного топлива и его характеристика (теплотворная способность, зольность, влажность)
- Фактические и нормативные значения расходов электроэнергии и теплоты на собственные нужды
- Фактические, номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию
- Годовые значения величин перерасходов топлива из-за отклонения фактических показателей оборудования от нормативных с разбивкой по составляющим.

Влияние ТЭС на экологию

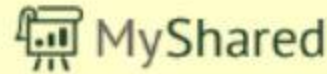
Отрицательное влияние ТЭС на окружающую среду связано: с расходом больших количеств кислорода на горение топлива; с выбросом в атмосферу CO₂, а также с повышением температуры окружающего воздуха. Кроме того, ТЭС, использующие органическое топливо, загрязняют окружающую среду окислами азота, серы, углерода, а также углеводородами.

На долю ТЭС приходится около 14 процентов общего загрязнения атмосферы техническими средствами, что составляет в год:

❖	диоксида серы –	27 млн. тонн
❖	диоксида углерода –	53 млн. тонн
❖	оксида азота –	9 млн. тонн
❖	углеводородов –	12 млн. тонн

CO₂ – столько же, сколько все люди и животные

Особенно опасны канцерогенные окислы азота.



Влияние ТЭС на экологию (продолжение)

В выбросах ТЭС присутствуют и радиоактивные элементы (изотопы углерода C^{14} и пр.) \Rightarrow фон вокруг ТЭС выше, чем вокруг АЭС.

ТЭС на *2400 МВт* при высоте дымовой трубы *180 м* создает концентрацию вредных выбросов в атмосферу, которые на расстоянии *1 км* от нее в 3-12 раз превышают ПДК.

ТЭС, работающие на каменном угле, создают значительные золоотвалы. Для ТЭС мощностью в 1 ГВт они ежегодно занимают площадь *0,5 км²* при высоте в *2 м*. Вообще, ТЭС, работающие на угле, загрязняют окружающую среду больше, чем на других видах топлива («рекорд» – Hazelwood, Австралия, ТЭС на буром угле).

ТЭС оказывают отрицательное воздействие и за счет сброса в водоемы охлаждающей воды, подогретой в конденсаторах. При этом происходит «тепловое загрязнение» водоемов и интенсивное размножение водорослей.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

Как видно, потери тепла на КЭС очень велики.

Радикальный способ улучшения энергетического баланса ТЭС состоит в комбинированном производстве электрической и тепловой энергии с уменьшением пропуска отработанного пара через конденсатор, в котором происходят основные потери.

Обеспечение новых потребителей: многим промышленным предприятиям необходим пар с небольшим давлением (0.5-2 МПа); для отопления зданий требуется горячая вода.

Пар для технологических целей и нагрева воды в теплообменниках может быть получен отбором из последних (достаточно низкое давление) ступеней турбин. При этом сокращается пропуск пара через конденсатор и снижаются потери тепловой энергии.

Технологическая схема ТЭЦ



Очевидно, что оборудование ТЭЦ отлично от оборудования КЭС лишь в той его части, что связана с отбором пара и горячей воды из контура и передачей их для снабжения внешних потребителей.

ТЭЦ с противодавление

В теплоэлектроцентралях первого типа отработанный пар по тепловым сетям поступает к потребителям, а также используется в теплообменниках для нагрева воды, применяемой для теплоснабжения. Отработанный пар конденсируется у потребителей тепла и с помощью насосов подается обратно в парогенератор.

Основной недостаток таких ТЭЦ состоит в необходимости работы по тепловому графику потребителей. То есть если ТЭЦ должна выдать потребителю значительное количество электричества при низком запросе на пар, то отработанный пар придется сбрасывать. В противоположном случае пар придется пропускать мимо турбины и остужать до требуемых потребителем параметров – затраты энергии.

Поэтому мощность турбогенераторов используется неравномерно и необходимо дублирование электрических мощностей ТЭЦ конденсационными турбоагрегатами.

ТЭЦ с регулируемым отбором

Эта схема по своему построению более близка схеме КЭС. В данном случае не весь пар подается потребителю. Регулируемая часть его отводится из промежуточных ступеней турбины на нужды тепло- и паро- снабжения, а остальное попадает в конденсатор.

Таким образом обеспечивается как тепловой, так и электрический график нагрузки.

ТЭЦ с регулируемым отбором позволяет развивать полную электрическую мощность при отсутствии расхода пара у тепловых потребителей.

Тепловой баланс ТЭЦ

ТЭЦ имеет меньшие по сравнению с КЭС потери тепла \Rightarrow КПД достигает *60-65%*. В среднем радиусе действия ТЭЦ в 1-2 км по технологическому пару и в 5-8 км по горячей воде суммарная мощность ТЭЦ, как правило, не превышает *300-500 МВт*.

Дополнительный недостаток КЭС и ТЭЦ - гигантизм

КЭС и ТЭЦ занимают огромные площади, очень дороги в сооружении, график их работы обладает минимальной гибкостью (остановка и запуск – сложный технологический процесс).

Летнее отключение горячей воды для профилактики – известно всем!!!

Современные проблемы ТЭЦ

- Теплоэлектроцентрали производят два вида товара – тепловую и электрическую энергию. Причем, тепловую энергию экономически нецелесообразно передавать на большие расстояния. Этим определяется реальность и естественная монопольность рынка тепловой энергии.
- Практически нет дублирующих систем централизованного теплоснабжения, осуществляющих отдельную передачу теплоты от разных теплоисточников к общим потребителям. В условиях естественной монополии поставщика и при государственном регулировании цен на тепловую энергию у потребителя в рыночных условиях появилось только одно отсутствовавшее ранее право – право отказа от покупки тепловой энергии в централизованной системе с устройством собственных систем теплообеспечения.
- Значительная часть потребителей, имеющих достаточные средства для осуществления таких проектов, уже отключилась от ТЭЦ, т.е. отключились самые платежеспособные потребители. Затраты на содержание системы не уменьшились, поэтому удельные затраты значительно возросли – увеличились и тарифы на тепловую энергию, что предопределило последующие отключения и выбор новыми застройщиками локальных систем теплообеспечения. Отключение тепловых потребителей от ТЭЦ так же привело к росту себестоимости электрической энергии, что делает перспективы ТЭЦ на создающемся рынке электрической энергии довольно мрачными. Что делать!

Современные проблемы ТЭЦ (продолжение)

- Необходимо изменить соотношение тарифов на природный газ, используемый на цели теплоснабжения и теплообеспечения, устранив существующее противоречие, когда газ сжигаемый в мелких котлах покупается по низким ценам бытового газа, а жители получающие тепло из централизованной системы оплачивают тепловую составляющую по более высоким тарифам.
- При расчетах эффективности работы ТЭЦ на рынке электрической энергии необходимо учитывать еще 3 обстоятельства:
 - 1) ТЭЦ расположены в черте города или около него и затраты на передачу электрической энергии потребителям будут минимальны;
 - 2) с ростом стоимости природного газа экономический эффект от теплофикации и конкурентоспособность ТЭЦ по сравнению с простым сжиганием топлива будут увеличиваться;
 - 3) экологические налоги неизбежно будут увеличиваться и относительные затраты на ТЭЦ будут значительно ниже.
- Если все же для конкретной ТЭЦ расчеты покажут невозможность обеспечения ее конкурентоспособности на рынке электрической энергии, остается только путь привлечения инвестиций в ее модернизацию, либо строительство новой современной ТЭЦ. Содержание убыточных ТЭЦ, какое-то время придется осуществлять за счет надбавки к тарифам на электроэнергию для всех потребителей страны.
- У неэффективных ТЭЦ нет будущего, как нет их и у систем централизованного теплоснабжения на базе крупных котельных. Отключение потребителей от них приводит к растущему росту удельных издержек и лавинообразному развалу системы.

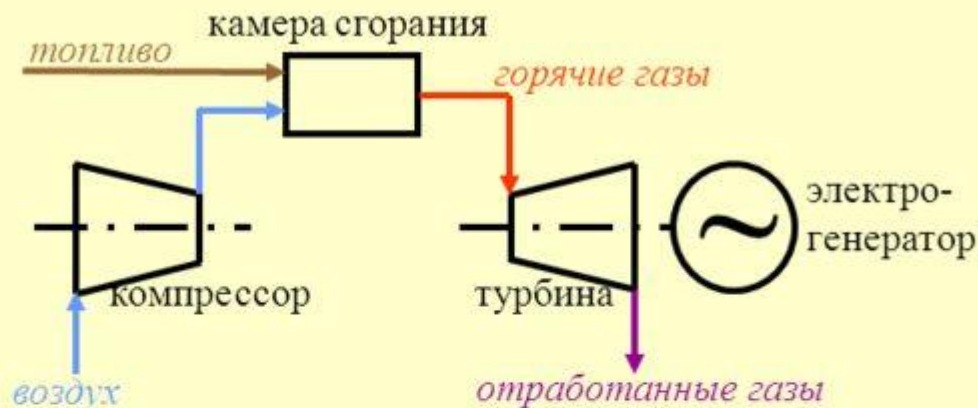
Газотурбинные установки

Газотурбинные установки (ГТУ) предназначены для получения **электроэнергии** при **сжигании топлива**, когда вращение турбины электрогенератора производится **газообразными продуктами сгорания**, а не посредством **водяного пара**.

По конструктивному исполнению и принципу преобразования энергии газовые турбины существенно не отличаются от паровых. Вместо громоздкого парогенератора в ГТУ используется относительно малогабаритная камера сгорания. Топливом служит **мазут** или **природный газ**.

Прошедшие турбину **продукты сгорания** при необходимости могут быть использованы для **нагрева воды** для теплоснабжения.

Устройство ГТУ



Простейшая ГТУ – ГТУ непрерывного сгорания.

Часть мощность, развиваемой турбиной, затрачивается на вращение компрессора (нагнетает воздух в камеру сгорания), а оставшаяся часть (полезная мощность) идет потребителю. Мощность, потребляемая компрессором, велика, и может в 2-3 раза превышать полезную мощность ГТУ. То есть в такой системе КПД невелик.

Старт производится от пускового мотора, с помощью которого производится раскрутка компрессора до запуска турбины.

Показатели ГТУ

ГТУ позволяют осуществлять работу при резкопеременной нагрузке. Они могут часто останавливаться, быстро запускаться, обеспечивать высокую скорость набора мощности и достаточно экономичную работу в широком диапазоне нагрузки. Используются как собственный источник электроэнергии на предприятиях и в небольших поселках. Стандартный порядок мощности – *100 МВт*.

При полной нагрузке КПД ГТУ составляет *27-28%*. Объем строительно-монтажных работ на газотурбинных электростанциях уменьшается в два раза, так как нет необходимости в сооружении котельного цеха и насосной станции.

Основные потери в ГТУ – потери с отработанными газами (*60-70%*). Они на выходе из турбины имеют температуру *400-450°C*. Поэтому эффективность использования возрастет при использовании ГТУ и для тепловодоснабжения по той же схеме, как и в ТЭЦ.

Парогазовые установки

Парогазовые электростанции – сочетание паровых и газовых турбин. Это объединение позволяет снизить потери тепловой энергии в газовых турбинах или теплоты уходящих газов паровых котлов. Тем самым обеспечивается повышение электрического КПД (до *58%*) по сравнению с отдельно взятыми паротурбинными и газотурбинными установками.

Парогазовые электростанции используют два вида рабочего тела – пар и газ – и относятся к классу бинарных установок.

Применяется **жидкое топливо (мазут)** или **газ (природный)**.

Схема относительно нова, но уже применяется на практике: например, на Сургутской ГРЭС-1 установлена ПГУ мощностью *250 MВт*, включающая паровую турбину К-210-130 (*210 MВт*) и газовую турбину мощностью *40 MВт*.

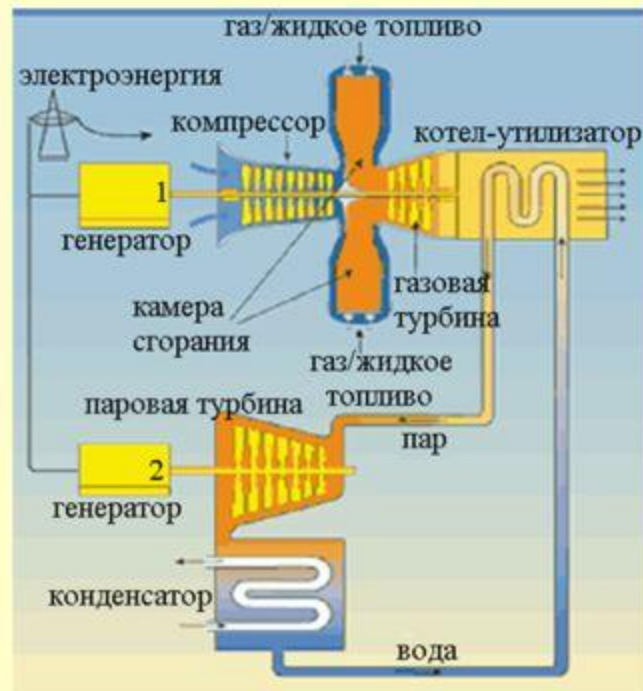
Как правило, такие системы используются в случаях, когда необходимо максимизировать производство электроэнергии.

Принцип работы ПГУ

Устройство состоит из двух блоков: газотурбинной (ГТУ) и паросиловой (ПС) установок. В ГТУ вращение вала газовой турбины обеспечивается образовавшимися в результате сжигания топлива газами.

Образовавшиеся в камере сгорания продукты горения вращают ротор турбины, а та крутит вал генератора 1 и компрессора, нагнетающего кислород в камеру сгорания.

Отработавшие в ГТУ, но все еще горячие газы поступают в котел-утилизатор. Там они нагревают пар до $t=400^{\circ}\text{C}$ и $P=80 \text{ атм}$, достаточных для работы паровой турбины, на валу которой находится генератор 2.



В газотурбинном цикле КПД не превышает 38% . В паросиловом цикле используется еще около 20% энергии сгоревшего топлива. В сумме КПД всей установки оказывается около 58% .

Разрабатываются и другие, пока опытные, типы комбинированных ПГУ.

Примеры парогазовых электростанций

Университетский городок UCLA (Лос-Анджелес, США)

Затраты: \$188 млн за 4 года (в конце 1990-х).

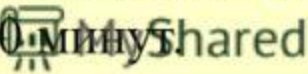
Состав: 2×14.5 МВт ГТУ; 1×48 МВт паровая турбина.

Принцип действия: ГТУ работают на природном газе и биогазе. Выхлоп этих турбин направляется к двум паровым котлам-утилизаторам, которые производят пар 400°C. Он приводит в движение генератор паровой турбины, а часть этого пара через распределительную сеть направляется к более чем 100 зданиям городка для их отопления и горячего водоснабжения.

Экономия: закупки «внешнего» электричества сократились на 85%. Затраты окупились за 7-8 лет.

Лидская ТЭЦ (Белоруссия)

Газотурбинная установка ГТЭ-25 (на основе авиадвигателя НК-321) мощностью 25 МВт, КПД не менее 36.4%, температура на выходе 460°C. Утилизируемое тепло – на паровую турбину мощностью 40 МВт. Время останова и запуска установки – около 30 минут.



Электростанции с двигателями внутреннего сгорания

Дизельные электростанции (ДЭС) – преобразует механическое вращение вала *двигателя внутреннего сгорания* (дизеля) в электроэнергию, вырабатываемую синхронным или асинхронным *генератором переменного тока*

Это самый распространенный тип локальных источников электроэнергии.

✓ДЭС очень просты в изготовлении и обслуживании.

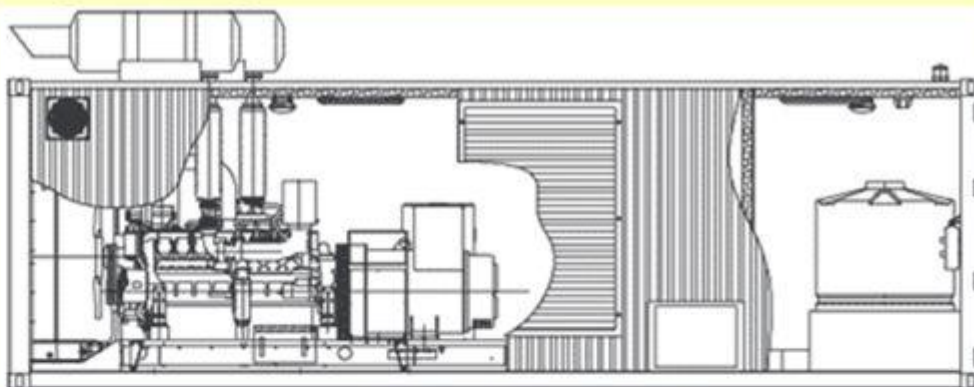
✓ДЭС мобильны, автономны и потому широко используются в труднодоступных районах, в мобильном вооружении.

Дизель-генераторы используются в качестве резервных источников питания систем собственных нужд АЭС и крупных ТЭС.

Параметры ДЭС



Переносная ДЭС



Контейнерная ДЭС

Современные ДЭС представлены в очень широком диапазоне параметров в зависимости от предполагаемой сферы применения.

Они вырабатывают переменный ток (50 Гц , 1-3 фазы, $220-380 \text{ В}$), мощность составляет $0.5-5000 \text{ кВт}$, удельный расход топлива – $200-500 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$, масса – 20 (переносные)- 1500 (на автошасси)- 5000 (контейнерные) кг .

КПД ДЭС составляет в основном не более $25-30\%$.

Стоимость ДЭС составляет от \$500 до \$1000000.

Проблемы и перспективы ДЭС

Первоочередные **проблемы** использования ДЭС – **экологические** (выхлоп, утечка топлива и масла).











ДЭС применяются как основной источник энергии в условиях Крайнего Севера \Rightarrow себестоимость их энергии из-за завозного топлива и невысокого КПД достигает *20 руб/кВт·ч!!! (в 100 раз больше, чем электроэнергия, производимая на ГЭС, в 20 раз больше, чем электроэнергия, производимая на ТЭЦ и КЭС)*

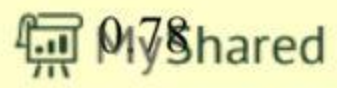
Направления увеличения эффективности эксплуатации

- Использование выхлопов для нагрева воды (теплоснабжение)
- Использование дешевых типов топлива (например, сырая нефть)
- Совместная эксплуатация с нетрадиционными источниками энергии (например, ветроэлектростанции: ДЭС включается во время безветрия)

Самые грязные теплоэлектростанции, Топ 10

(По «эффективности» выброса CO₂ – мегатонн на ТВт·ч)

1. Hazelwood	 Австралия	1.58
2. Edwardsport	 США	1.56
3. Frimmersdorf	 Германия	1.27
4. HR Milner	 Канада	1.25
5. CTG Portes Gil	 Мексика	1.18
6. Belchatow	 Польша	1.09
7. Prunerov	 Чехия	1.07
8. Niihamanishi	 Япония	1.02
9. Cockenzie	 Великобритания	0.99
10. Porto Tolle	 Италия	0.78



**ГЭС (гидравлические) – доля производства электрической энергии
17–18%**

1.Виды электростанций:

ГЭС – гидроэлектростанция на равнинных и горных реках;

ГАЭС -гидроаккумулирующая станция (Загорская);

ПЭС – приливная электростанция (высоту приливов и отливов).

51 Гидро- и гидроаккумулирующие электростанции

Гидравлические электростанции (ГЭС) – комплекс гидротехнических сооружений и энергетического оборудования, с помощью которых энергия водного потока преобразуется в электрическую энергию.

ГЭС, как правило, сооружаются не только для выработки электричества, но и для решения комплекса задач улучшения судоходства, ирригации и т.д.

Гидроэлектростанция состоит из двух частей:

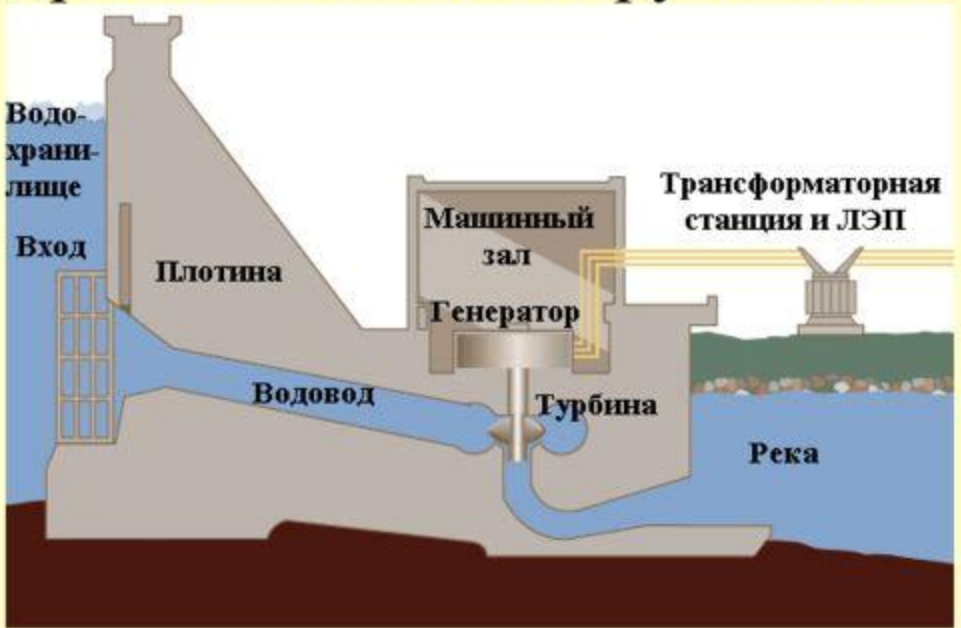
- гидротехнических сооружений, обеспечивающих концентрацию потока воды;
- энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся воды в электрическую. Преобразование энергии осуществляется гидротурбиной.

ГЭС: проточные (*деривационные*) и аккумулирующие (*плотинные*)

- На **равнинных** реках, где **уклоны незначительны**, концентрация гидроэнергии выполняется по плотинной схеме. При малом расходе воды она запасается в водохранилище, а ГЭС включается в часы пикового потребления.
- На **горных** реках с **большими уклонами** используются деривационные схемы, с искусственным водоводом; у станции он переходит в напорный бассейн, а вода по турбинным водоводам поступает в здание ГЭС.



Гидротехнические сооружения ГЭС



Получаемая на ГЭС энергия зависит не только от расхода воды, но и от условного перепада высот на подходе к турбине – от напора.

Потенциальная энергия падающей на турбину воды пропорциональна напору. Для получения лучшего напора вода может подводиться к турбине через водовод: в сужающейся части потенциальная энергия гидростатического давления превращается в кинетическую энергию движения воды.

На гидроаккумулирующих ЭС в нерабочее время реверсивная турбина подкачивает воду из реки в водохранилище по тому же каналу.



Гидросиловой аппарат ГЭС

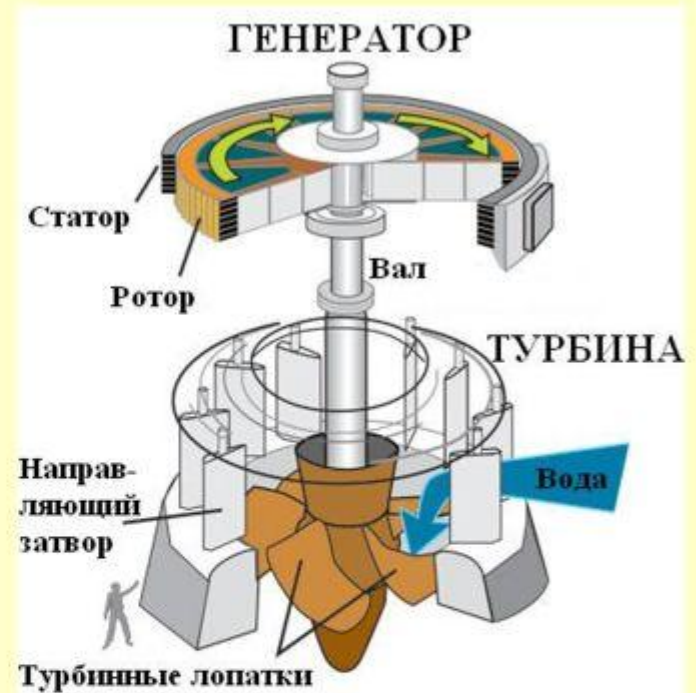
Гидросиловой агрегат ГЭС состоит из гидравлической турбины и генератора, имеющих общий вал.

Напоры воды на различных ГЭС лежат в пределах от нескольких метров до 2 км. Для работы в таком широком диапазоне применяются различные типы турбин, отличающихся формой рабочих органов и принципом воздействия воды. Все гидротурбины разделяются на два класса:

- **активные;**
- **реактивные.**

В **активной** турбине для повышения напора воды и коэффициента использования энергии вода из суживающейся насадки – сопла подается на ковшеобразные турбинные лопатки.

реактивной турбины поступает через направляющий затвор. В суживающихся каналах между лопатками затвора происходит частичное преобразование потенциальной энергии воды в кинетическую. Дальнейшее преобразование энергии осуществляется на рабочих лопатках сложной формы



Показатели энергетической эффективности

Для гидравлических электрических станций указываются:

- Установленная мощность ГЭС на конец года, кВт.
- Располагаемая мощность ГЭС на конец года, кВт
- Средняя за отчетный год рабочая мощность ГЭС, кВт
- Средняя за отчетный год установленная мощность по гидрогенераторам, кВт.
- Число часов использования средней за отчетный год установленной мощности, ч.
- Значение ограничения установленной мощности за год с указанием причин, кВт
- Максимум нагрузки, кВт
- Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч.
- Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт.ч.
- Удельный расход электроэнергии на собственные нужды (норма, факт), %
- Полный расход воды, млн. куб.м., на :
 - Выработку электроэнергии;
 - Холостые сбросы
- Коэффициент технического использования, %
- Среднеинтервальное значение КПД ГЭС (норма, факт), %.

Плюсы и минусы ГЭС

Плюсы:

- Отсутствие загрязняющих выбросов в окружающую среду;
- Очень низкая стоимость электричества (себестоимость ~5 коп/кВт·ч);
- Возможность очень длительной эксплуатации (не менее 50-100 лет);
- Возможность улучшения условий судоходства и орошения;
- Практически полная возобновляемость источника.

Минусы:

- Блокировка некоторых рек приводит к потере нерестилищ рыб;
- Создание крупных водохранилищ в равнинных районах приводит к подъему грунтовых вод \Rightarrow к заболачиванию местности;
- Увеличение водной поверхности \Rightarrow возрастает испарение, меняется климат;
- Колебания уровня воды в водохранилище и сбросовой зоне приводят к переформированию берегов реки как выше, так и ниже по течению.

АЭС (атомные)

14–15%

АЭС – атомная электростанция, вырабатывает электроэнергию;

АЭЦ – атомная электроцентраль (тепло + энергия).

Ядерное топливо (плутоний и уран). При расходе 1 кг урана образуется энергии как при сгорании 2500 кг угля

- на 20-30 тонн ядерного топлива АЭС работает несколько лет;
- в высшей степени концентрированное и транспортабельное топливо;
- маневренность;
- размещение (там, где нужна электроэнергия, но нет других источников сырья (мало)).



Атомные электростанции (АЭС)

● Атомные электростанции предназначены для выработки электрической энергии путём использования энергии, выделяемой при контролируемой ядерной реакции.

- Станции реакции деления
- Станции реакции синтеза (еще не существуют)

Действующие АЭС России

- Балаковская
- Белоярская
- Билибинская
- Волгодонская
- Калининская
- Кольская
- Курская
- Ленинградская
- Нововоронежская
- Смоленская

Классификация АЭС по виду отпускаемой энергии

Атомные электростанции по виду отпускаемой энергии можно разделить на:

- Атомные электростанции (АЭС), предназначенные для выработки только электроэнергии
- Атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ), вырабатывающие как электроэнергию, так и тепловую энергию
- Атомные станции теплоснабжения (АСТ), вырабатывающие только тепловую энергию



Получение электроэнергии на АЭС

На АЭС электроэнергия вырабатывается посредством электромашинных генераторов, приводимых во вращение паровыми турбинами.

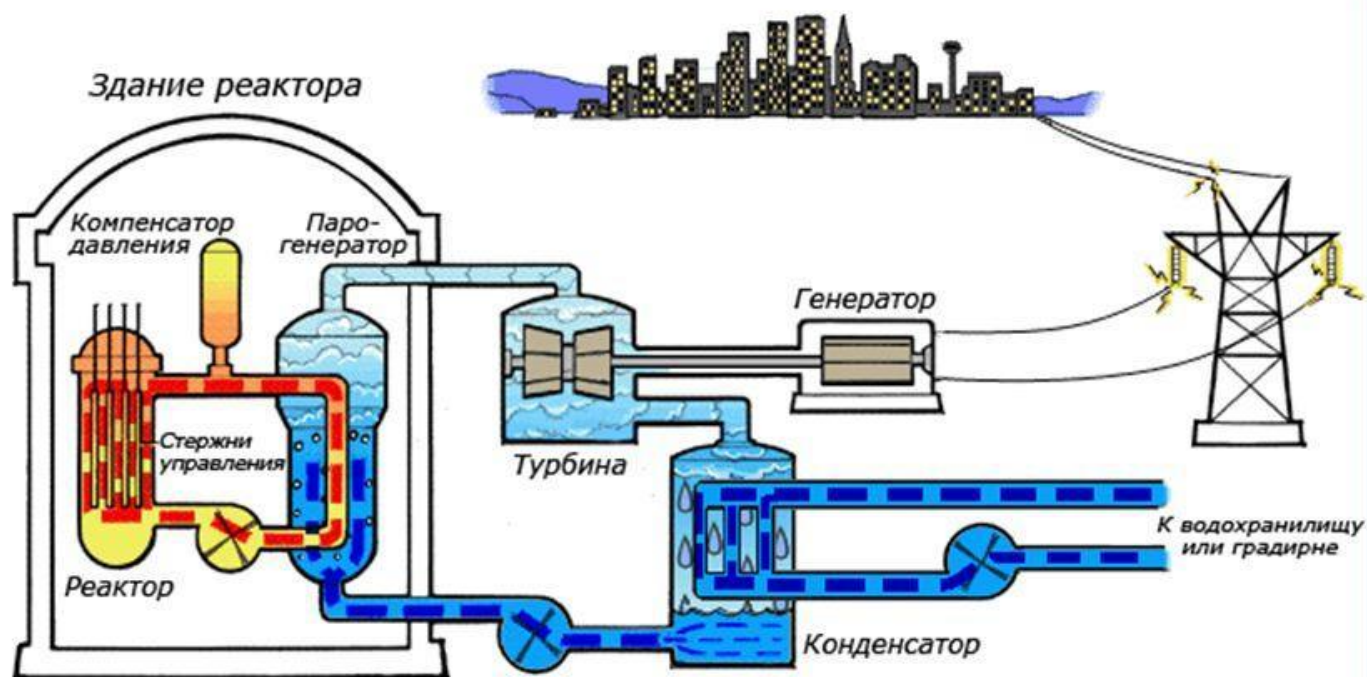
Пар получается за счет деления изотопов урана или плутония в ходе управляемой цепной реакции, протекающей в ядерном реакторе.

Теплоноситель, циркулирующий через охлаждающий тракт активной зоны реактора, отводит выделяющуюся теплоту реакции и непосредственно либо через теплообменники используется для получения пара, который подается на турбины.

Принцип работы АЭС

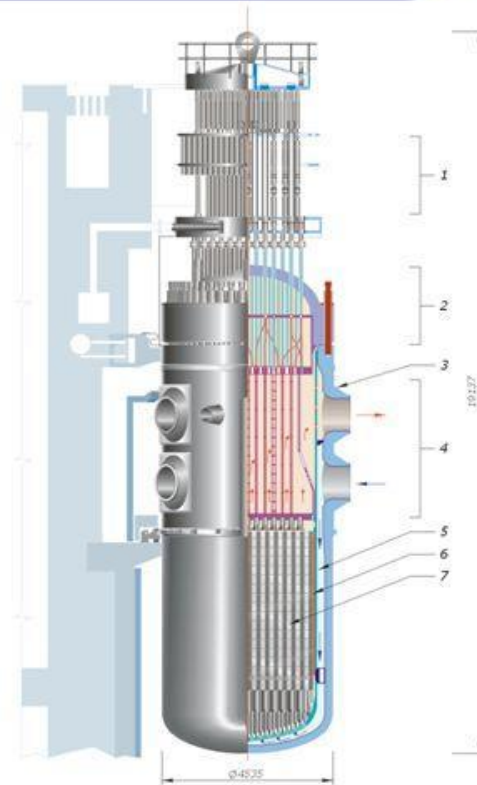
Энергия, выделяемая в активной зоне реактора, передаётся теплоносителю первого контура. Далее теплоноситель подаётся насосами в теплообменник (парогенератор), где нагревает до кипения воду второго контура. Полученный при этом пар поступает в турбины, вращающие электрогенераторы. На выходе из турбин пар поступает в конденсатор, где охлаждается большим количеством воды, поступающим из водохранилища.

Схема работы АЭС с (ВВЭР)



Характеристики ВВЭР-1000

- Тепловая мощность реактора - 3000 МВт
- К. п. д., 33,0 %
- Давление пара перед турбиной - 60,0 атм
- Давление в первом контуре - 160,0 атм
- Температура воды:
 - на входе в реактор - 289 °С
 - на выходе из реактора - 324 °С
- Диаметр активной зоны - 3,12 м
- Высота активной зоны - 3,50 м
- Диаметр ТВЭЛа - 9,1 мм
- Число ТВЭЛов в кассете - 312
- Загрузка урана - 66 т
- Среднее обогащение урана - 3,3 - 4,4 %
- Среднее выгорание топлива – 40 МВт-сут/кг



Достоинства атомных станций

- Достоинства атомных станций:
- Сравнительный объем топлива, используемого за год одним реактором типа ВВЭР-1000 Небольшой объем используемого топлива и возможность его повторного использования после переработки (для сравнения, ежедневно одна только Троицкая ГРЭС мощностью 2000 МВт сжигает за сутки два железнодорожных состава угля);
- Высокая мощность: 1000—1600 МВт на энергоблок;
- Низкая себестоимость энергии, особенно тепловой.
- Возможность размещения в регионах, расположенных вдали от крупных водоэнергетических ресурсов, крупных месторождений угля, в местах, где ограничены возможности для использования солнечной или ветряной электроэнергетики.
- При работе АЭС в атмосферу выбрасывается некоторое количество ионизированного газа, однако обычная тепловая электростанция вместе с дымом выводит еще большее количество радиационных выбросов, из-за естественного содержания радиоактивных элементов в каменном угле.