

# Тепловые электрические станции традиционной энергетики; Гидроэлектростанции

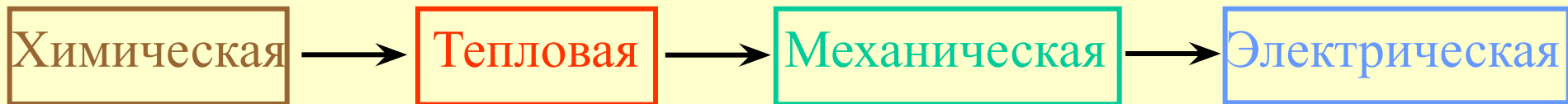


# План

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# 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)

1. Классификация ТЭС
2. **Конденсационные электростанции**
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

## 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

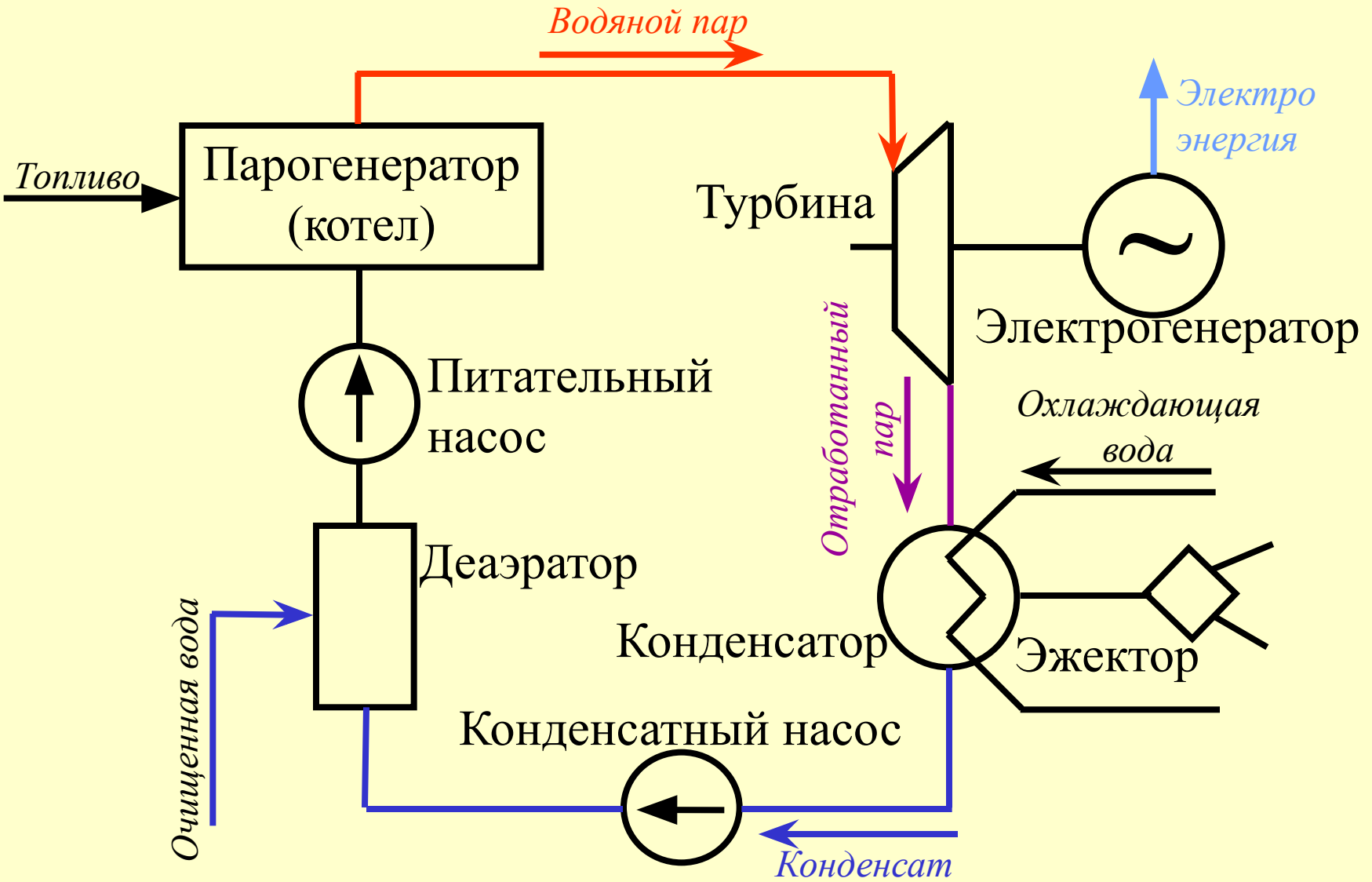
Первая КЭС «Электропередача» (ныне ГРЭС-3) построена в г.Электрогорск под Москвой в 1912-1914 г., рук. инж.Р.Э.Классон. Топливо – торф, мощность *15МВт*

### Крупнейшие современные российские ГРЭС

- Сургутская ГРЭС-2 (1985) – *5600 МВт, 40 млрд кВт·ч* (2012 г.) – крупнейшая тепловая электростанция в РФ, и до 2011 – в мире (сейчас – Тайчжун, *5800 МВт*).
- Костромская ГРЭС (1969) – *3600 МВт, 12 млрд кВт·ч*
- Пермская ГРЭС (1979) – *2400 МВт, 13 млрд кВт·ч*
- Конаковская ГРЭС (1970) – *2520 МВт, 6 млрд кВт·ч*

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. **Схема КЭС**
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# Принципиальная схема КЭС



# 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.

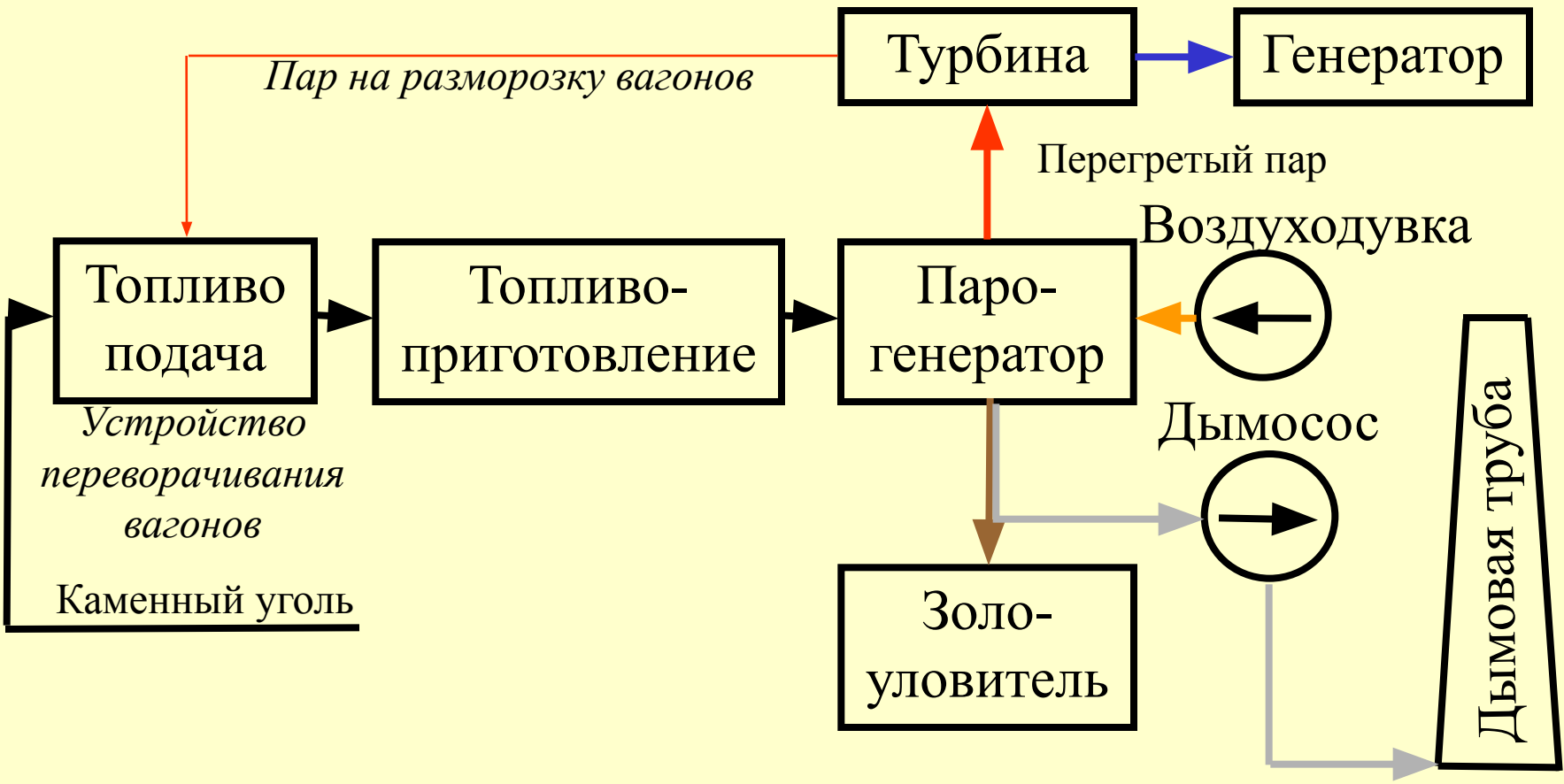
Полученная вода → в деаэратор (удаляет  $O_2$ , вызывающий коррозию).

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

**Процесс получения электричества ведется непрерывно.**



# Технологическая схема КЭС



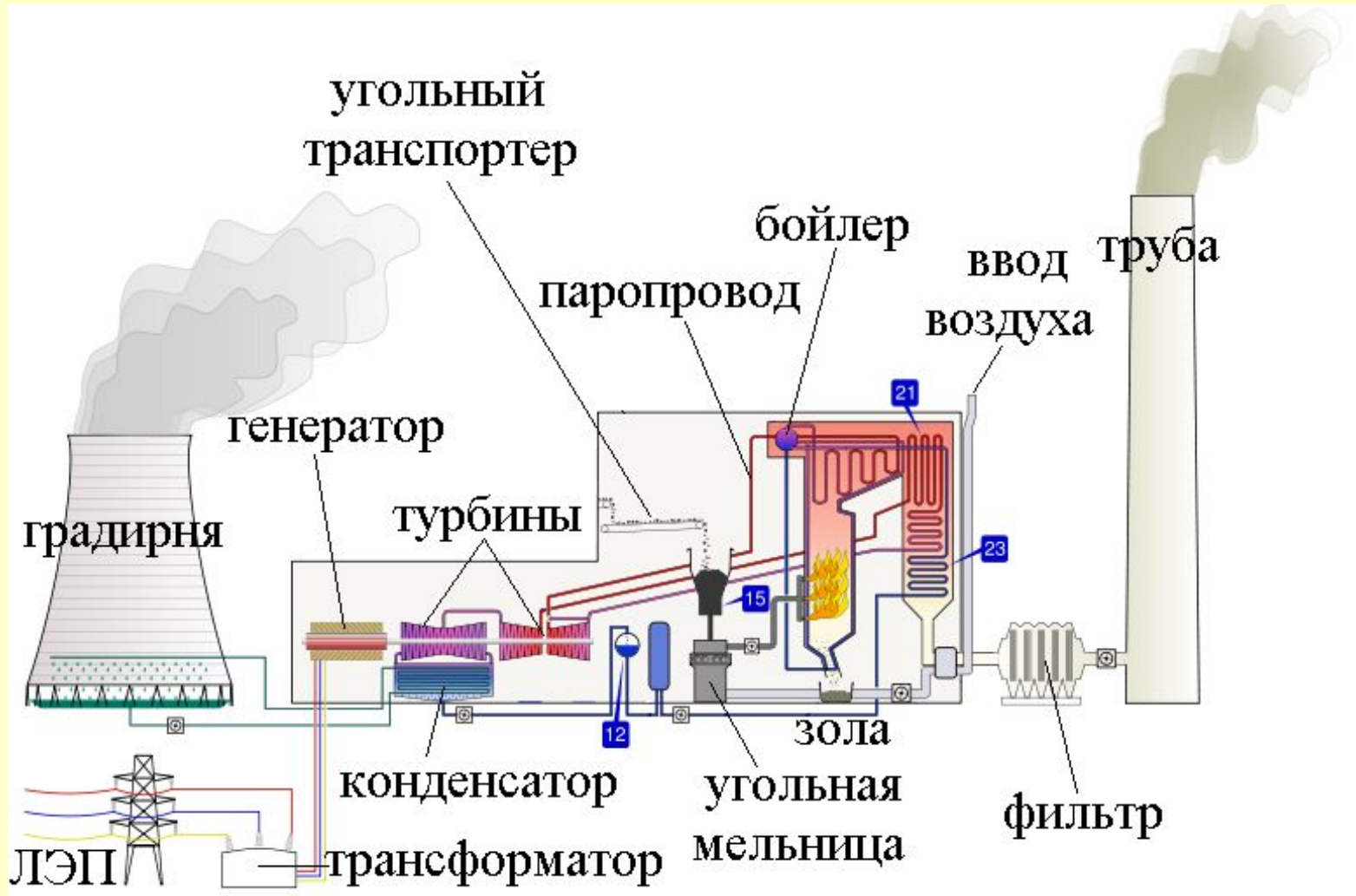
Топливоприготовление – дробление каменного угля в угольную пыль

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 – угледробилка, 21 – паронагреватель, 23 – экономайзер*

- 1. Классификация ТЭС
- 2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
- 3. Теплоэлектроцентрали
- 4. Газотурбинные установки
- 5. Парогазовые установки
- 6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
- 7. Влияние ТЭС на экологию
- 8. Гидроэлектростанции

# Парогенератор

1

2

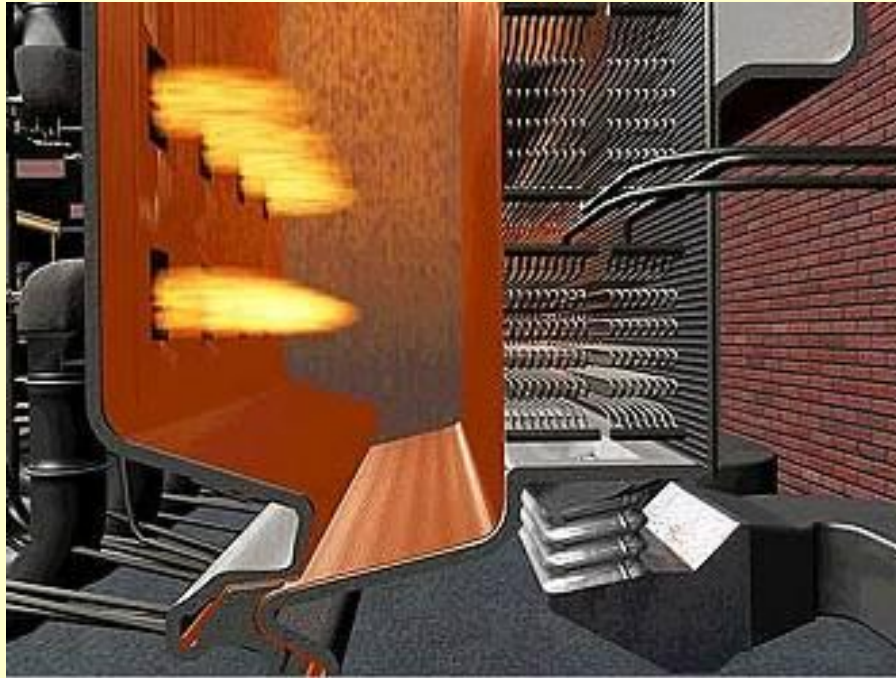
В прямоточном парогенераторе используется однократная принудительная циркуляция, которая осуществляется мощным питательным насосом.

Прямоточные парогенераторы применяются при высоких давлениях (свыше  $22,5 \text{ Мпа}$ ) и температурах пара. Они требуют регулирования подачи воды, которая должна обладать высокой чистотой (чтобы не было нагара и накипей).

Современный парогенератор мощностью  $800 \text{ МВт}$  имеет высоту  $45 \text{ м}$ , занимает площадь  $35 \times 25 \text{ м}$ , металлоемкость достигает  $4500 \text{ тонн}$ . Общая длина труб всех поверхностей нагрева – около  $200 \text{ км}$ .



# Горелочные устройства



В зависимости от типа топлива в парогенераторах используются различные виды горелочных устройств: горелки для сжигания газа (на рисунке), мазутные форсунки, угольно-пылевые горелки.

Максимальное сгорание (на практике до 90%) топлива обеспечивает повышение эффективности работы парогенератора и снижение вредных выбросов в виде сажи, золы и углеводородов.

# Паровая турбина

Полученный в *парогенераторе* перегретый пар ( $t=540\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P=24\text{ МПа}$ ) по *паропроводам* поступает в **турбину**, которая представляет собой тепловой двигатель с вращательным движением ротора, снабженного *рабочими дисками с лопатками*.

Между *рабочими дисками* расположены *неподвижные диски с каналами - соплами*. В соплах **внутренняя энергия** пара преобразуется в **кинетическую энергию** упорядоченного движения молекул. Они, попадая на лопатки ротора, оказывают на них давление и вращают ротор.



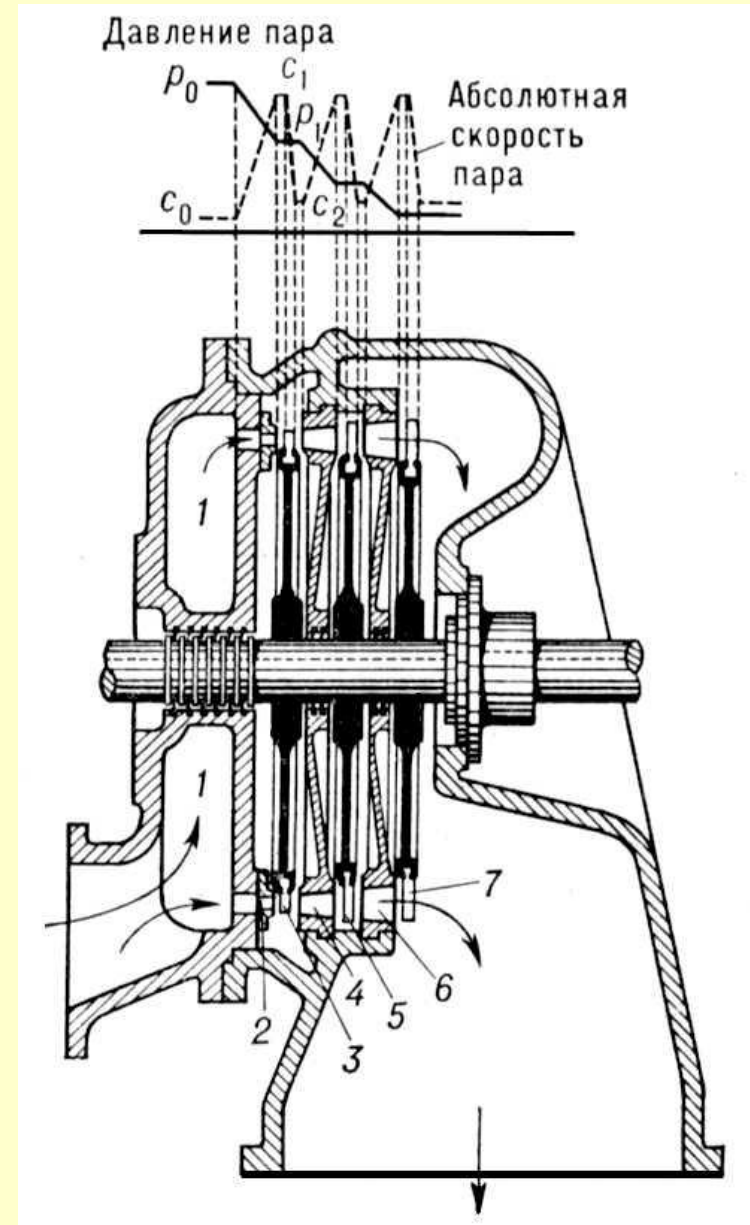
В соплах происходит увеличение скорости пара (300-400 м/с вдоль оси сопла) и снижение  $P$  и  $t$ .

Совокупность соплового и рабочего дисков называют ступенью давления турбины. Для полного использования энергии пара делают многоступенчатые турбины. Пройдя все ступени (20-30 шт.) и отдав им свою энергию, пар ( $P=0.04\text{ МПа}$ ,  $t=35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) попадает в конденсатор.

# Многоступенчатая турбина

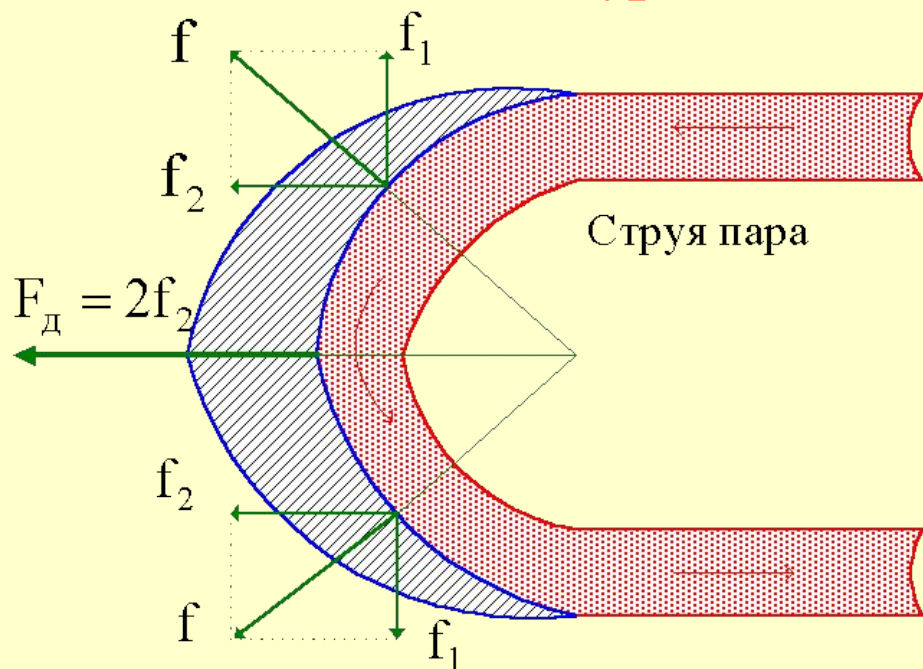
На рисунке представлен схематический продольный разрез простейшей турбины с тремя ступенями давления.

- 1 – кольцевая камера свежего пара
- 2 – сопла первой ступени
- 3 – рабочие лопатки первой ступени
- 4 – сопла второй ступени
- 5 – рабочие лопатки второй ступени
- 6 – сопла третьей ступени
- 7 – рабочие лопатки третьей ступени



# Типы турбин

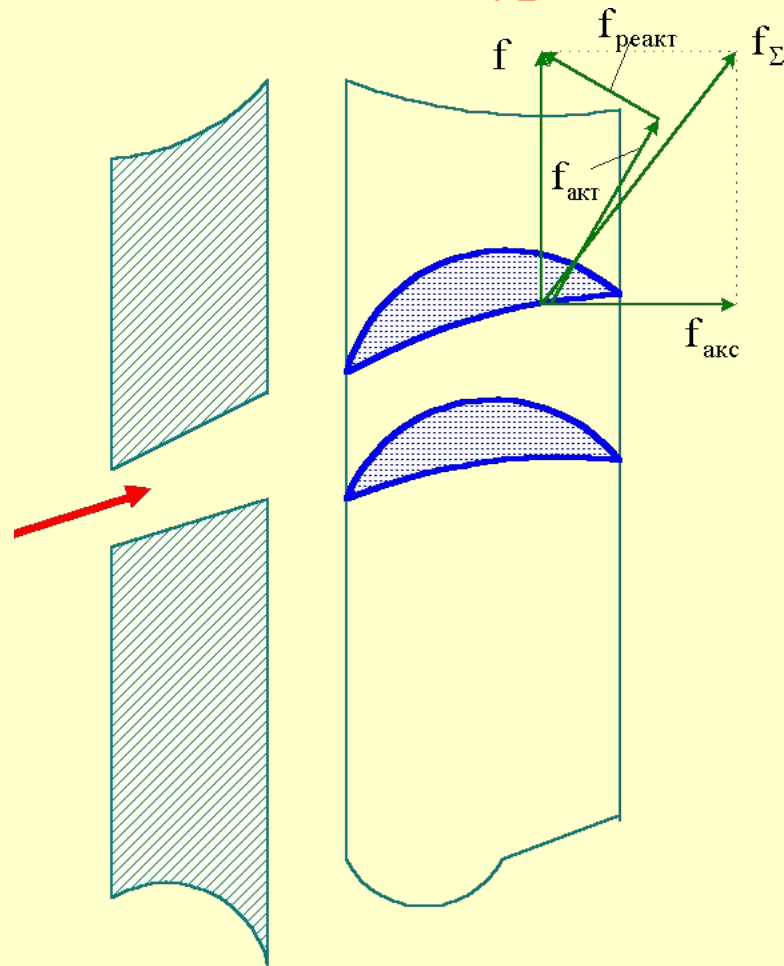
## Активная турбина



В активной турбине расширение пара между рабочими лопатками (синяя штриховка) не происходит и его давление не изменяется

Движущее усилие в активной турбине возникает вследствие поворота струи пара (показан красным), при котором появляются центробежные силы

## Реактивная турбина



В реактивной турбине каналы между лопатками имеют сечения, подобные соплам. В результате расширения пара появляется реактивная сила



1

## Охлаждение отработанного пара

После прохождения *турбины* пар направляется в конденсатор, внутри которого расположены латунные трубки, по которым циркулирует охлаждающая вода ( $10-15^{\circ}\text{C}$ ). Пар обтекает трубки, конденсируется, стекает и удаляется.

Расход охлаждающей воды – 50-100 кг на 1 кг пара. На КЭС мощностью 1 ГВт используется  $40 \text{ м}^3$  охлаждающей воды в секунду, что соответствует расходу воды в Москве-реке. Для охлаждения воды, подогретой в конденсаторе, сооружаются градирни – обычно гиперболические (аэродинамика+экономика) башни высотой до 120 м. (Раньше варили рыбу!!!). Градирни бывают испарительные (вода соприкасается с потоком воздуха, охлаждение – в основном за счет испарения) и сухие, или радиаторные (для рассеивания теплоты используется эффект теплопередачи  $\Rightarrow$  практически отсутствуют потери воды).

Недостатки градирен - большая площадь, неэффективное использование энергии вместо доставки ее потребителю, но не надо строить и обслуживать коммуникации горячей воды или пара.

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# 1 Энергетические показатели КЭС

9 Энергоблоки современных КЭС (котел+турбина+электрогенератор):

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

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!

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

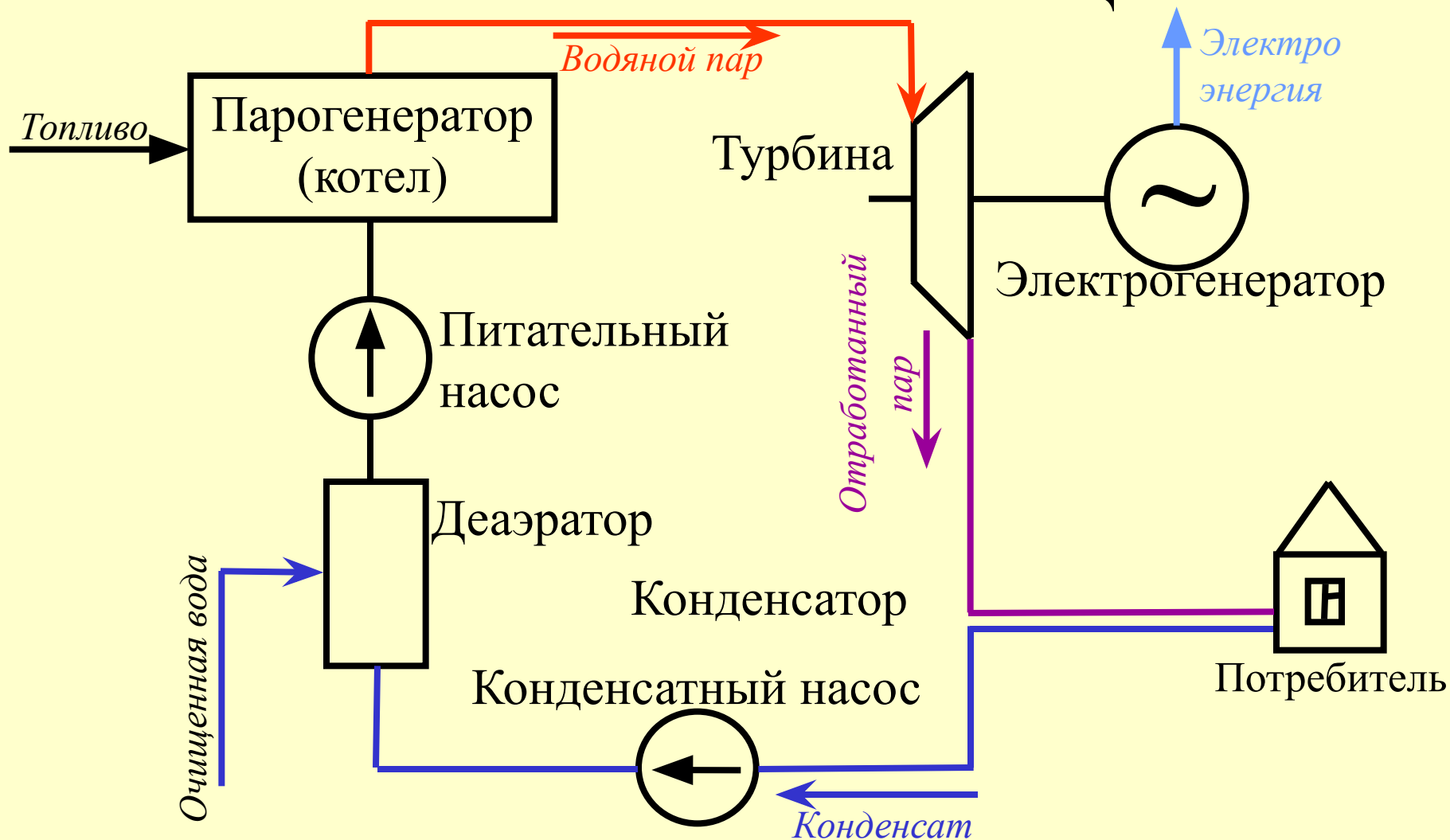
Как видно, потери тепла на КЭС очень велики.

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.

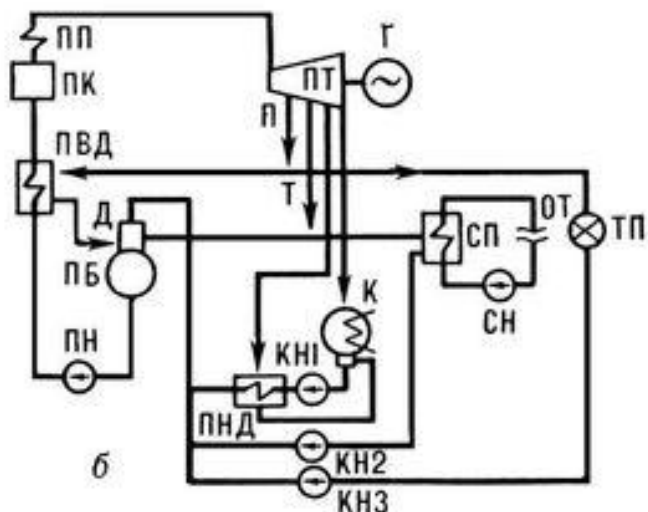
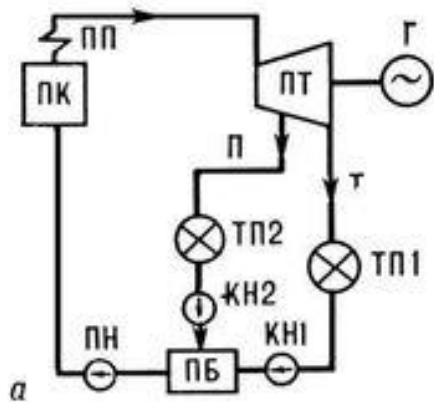
# Технологическая схема ТЭЦ



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.

# Типы ТЭЦ

Различают два типа ТЭЦ: ТЭЦ, оснащенные турбинами с противодавлением и ТЭЦ с регулируемым отбором пара



Простейшие схемы теплоэлектростанций с различными турбинами и различными схемами отпуска пара: а — турбина с противодавлением и отбором пара, отпуск тепла — по открытой схеме; б — конденсационная турбина с отбором пара, отпуск тепла — по открытой и закрытой схемам; ПК — паровой котёл; ПП — пароперегреватель; ПТ — паровая турбина; Г — электрический генератор; К — конденсатор; П — регулируемый производственный отбор пара на технологические нужды промышленности; Т — регулируемый теплофикационный отбор на отопление; ТП — тепловой потребитель; ОТ — отопительная нагрузка; КН и ПН — конденсатный и питательный насосы; ПВД и ПНД — подогреватели высокого и низкого давления; Д — деаэрактор; ПБ — бак питательной воды; СП — сетевой подогреватель; СН — сетевой насос.

## ТЭЦ с противодавление

В теплоэлектростанциях 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!!!

# 2 7 □ 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!

## 2 8 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.

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

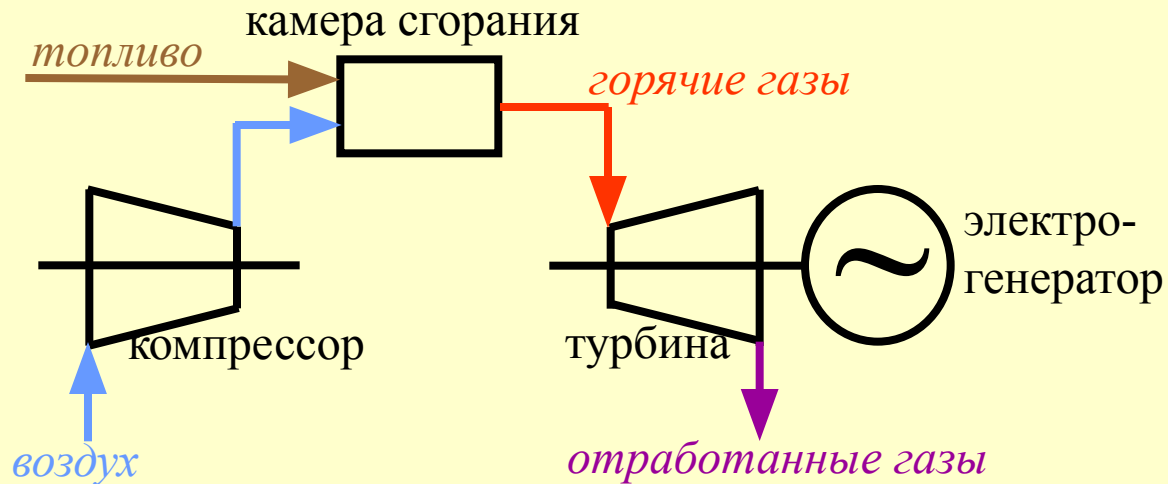
# Газотурбинные установки

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.



1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# 3 Парогазовые установки

4 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 МВт*, включающая паровую турбину К-210-130 (*210 МВт*) и газовую турбину мощностью *40 МВт*.

Как правило, такие системы используются в случае, 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.

# Северо-Западная ТЭЦ

Северо-Западная ТЭЦ (С.-Петербург, Ольгино) – первая в России ТЭЦ с парогазовым циклом.

Мощность на 2013 год – *1350 МВт* (3 блока по *450 МВт*). Тепловая мощность - *700 Гкал/ч*, планируется повышение до *1460 Гкал/ч*.

Оборудование – парогазовый энергоблок ПГУ-450Т (2 газовые турбины ГТЭ-160, по *160 МВт*; и паровая турбина Т-125/150-7.4, на *130 МВт*).

Использование парогазового цикла обеспечило КПД *51.5%*, экономию топлива (=> и снижение выбросов в атмосферу) до *25%*.

Максимальные приземные концентрации вредных веществ от ТЭЦ по всем ингредиентам с учетом фона не превышают 0,5 ПДК.

Потребители – экспорт в энергосистемы Финляндии, а также ЛенЭнерго, Псковская, Новгородская, Мурманская области.

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# 3 9 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.

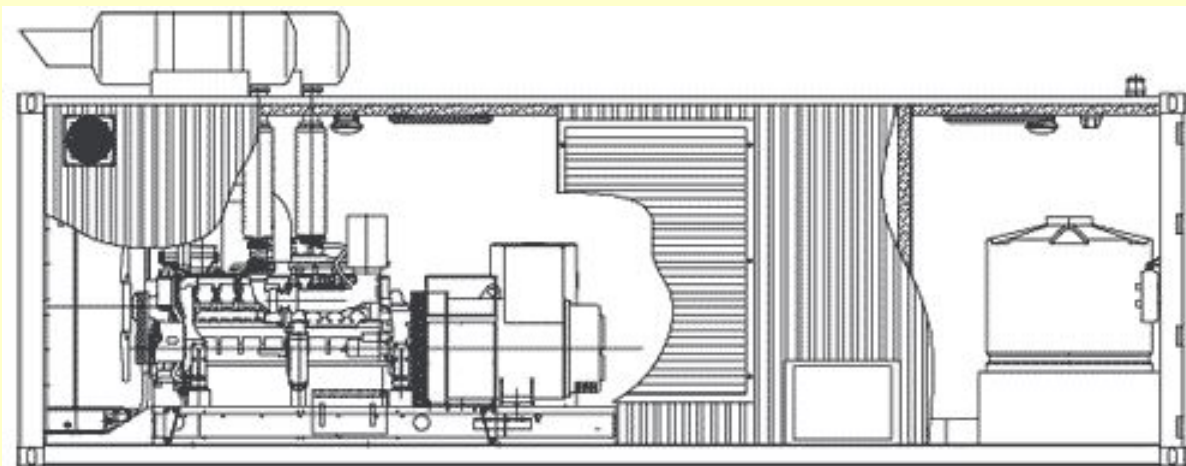
- ✓ ДЭС очень просты в изготовлении и обслуживании.
- ✓ ДЭС мобильны, автономны и потому широко используются в труднодоступных районах, в мобильном вооружении.

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 В*), мощность составляет *0.5-5000 кВт*, удельный расход топлива – *200-500 г/кВт·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.



# 4 1 Проблемы и перспективы ДЭС

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

ДЭС применяются как основной источник энергии в условиях Крайнего Севера ⇒ 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)

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# Влияние ТЭС на экологию

**Отрицательное влияние** ТЭС на окружающую среду связано: с расходом больших количеств кислорода на горение топлива; с выбросом в атмосферу CO<sub>2</sub>, 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

CO<sub>2</sub> – столько же, сколько все люди и животные

Особенно опасны канцерогенные окислы азота.

## 4 Влияние ТЭС на экологию (продолжение)

4 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 км<sup>2</sup>* 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.

4  
5 Самые грязные теплоэлектростанции, ТОР 10  
(По «эффективности» выброса CO<sub>2</sub> – 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
0.	Porto Tolle	Италия	0.78

# 4 6 Снижение вредных выбросов на ТЭС

Производится оптимизация условий сгорания топлива для уменьшения удельного расхода топлива и снижения выбросов золы и вредных газов (*предварительная подготовка*: добавка малого количества воды в мазут на 30% снижает образование оксида азота; используются *оптимизированные горелочные устройства*).

Для улавливания летучей золы применяются циклонные сепараторы (центрифуга), фильтры и мокрые золоуловители (разбрызгиватели воды).

Зола в зависимости от вида топлива, метода его сжигания и способа удаления из топки котла может служить ценным сырьем для промышленности строительных материалов.

Применяются каталитические фильтры очистки отработавших газов (как и в автомобилях). Платиновые катализаторы для окисления «недогоревшего» топлива (углеводородов).

## 4 Снижение вредных выбросов на ТЭС (2)

7 ТЭС без выбросов CO<sub>2</sub> – Элсам, Дания (2006, 420 МВт). CO<sub>2</sub> из дыма связывается специальной жидкостью, которая при нагреве до 120°C отдает газ, собираемый в хранилище (исчерпанные газоносные слои). Технология снижает расходы на удаление CO<sub>2</sub> из выбросов с 60 до 30 € за тонну. Стоимость проекта – 16 млн € (пополам ЕС и частные предприятия), из которых 30% - на хранение CO<sub>2</sub>. План – получить экономически выгодные технологии к 2020 г., снизить промышленные выбросы CO<sub>2</sub> в ЕС на 30% (т.е. полные выбросы CO<sub>2</sub> в ЕС – на 10%).

Расчеты показывают, что при применении данной технологии стоимость энергии возрастет на 50% (в т.ч. и из-за энергоемкости дополнительных процессов). Но полученный CO<sub>2</sub> можно закачивать в нефтяные скважины, увеличивая выход нефти с 40 до 60%. Тогда стоимость энергии вырастет всего на 30%.

Другой метод – очистка топлива, особенно каменного угля, от вредных примесей (серы, ртути). Основной метод – газификация с целью получения сепарируемых горючих газов и утилизируемых отходов. Также предлагается удаление влаги из угля => более полное сгорание. Разрабатываются в США и Австралии (большая доля использования угля в промышленности), инвестиции \$ 2.5 млрд.

По оценкам, проект станет экономически жизнеспособным не ранее 2025 года. Для заметного снижения выбросов надо инвестировать \$20 млрд в течении 10 лет

## 4 Снижение вредных выбросов на ТЭС (3)

8 Существующий в РФ алгоритм расчета ущерба природе приводит к малым суммам штрафов за выбросы.

Например, ТЭЦ-1 в Красноярске за превышение норм выброса и неоплату нормированных квот выброса была оштрафована на *200000 р.*, что сравнимо с ее доходами за день работы.

(Для сравнения, в Казахстане за превышение норм выброса двух ТЭЦ «Астана-Энерго» был начислен штраф *116 млн. тенге ≈ 25 млн.р.*)

Этого хватает лишь на содержание аппарата природоохранных ведомств и организацию контроля окружающей среды, средств для восполнения нанесенного ущерба нет.

Эксплуатационные затраты существующих установок комплексной химической очистки достигают *10%* от годового дохода предприятия.

При этом относительный размер штрафных санкций равен *0.05%*.

Следовательно, сегодня в России у предприятий-загрязнителей полностью **отсутствуют экономические стимулы** к проведению природоохранных мероприятий!



## Снижение вредных выбросов на ТЭС (4)

При сотрудничестве СПбГПУ и ЛенЭнерго была создана и испытана на ТЭЦ-15 (Автово) установка глубокой электронно-лучевой очистки (ЭЛО) топочных газов от окислов серы и азота.

Поток дыма обрабатывается пучком электронов, которые выбивают из основных молекул воздуха  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $H_2O$  активные радикалы  $N$ ,  $O$ ,  $H$ ,  $OH$ , которые доокисляют  $NO_x$  и  $SO_x$  до кислот  $HNO_3$  и  $H_2SO_4$ . При добавлении аммиака образуются твердые сухие соли аммония, которые легко собираются и используются как удобрение. Очищенный газ (степень очистки - до 98%) - в дымовую трубу.

	Установка, \$ млн.	Эксплуатация, \$ млн. в год	Доп.доход, \$ млн. в год
Хим. очистка	30	5	?
ЭЛО, импорт	24	4	0.5
ЭЛО, СПб	14	2.5	0.5

Выигрыш «нашей» схемы – в основном за счет более дешевых и экономичных в эксплуатации ускорителей электронов.

1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции

# 5 Гидро- и гидроаккумулирующие электростанции

1 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, откуда 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

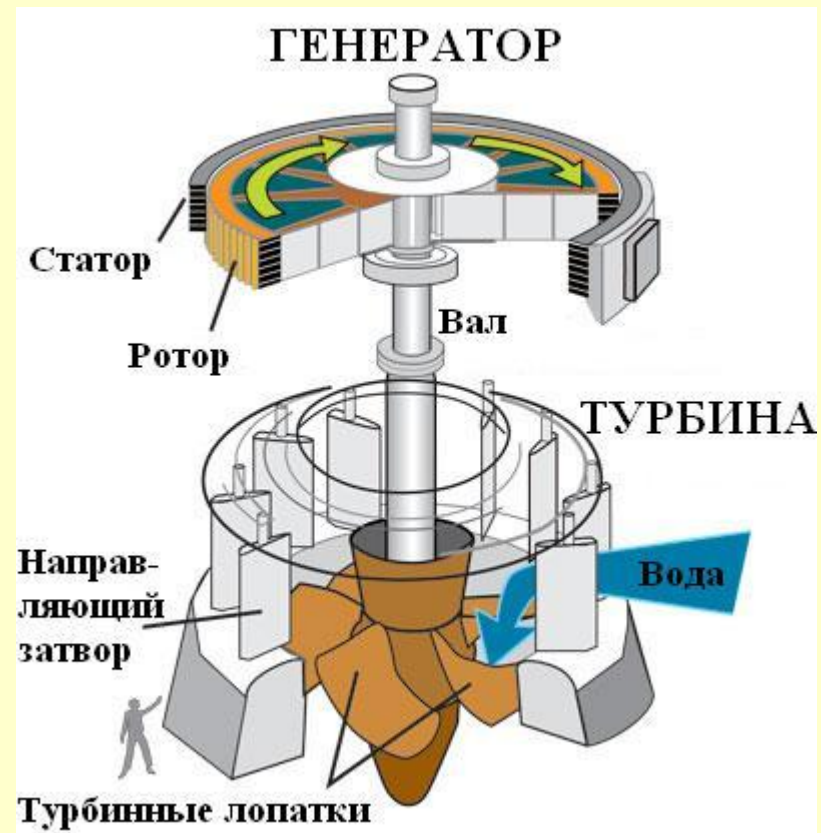
**Гидросиловой агрегат** ГЭС состоит из гидравлической турбины и генератора, имеющих общий вал.

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



# Параметры ГЭС

4 Одна из первых ГЭС – Крэгсайт, Англия, 1870 год

Мощнейшая – «Три ущелья», Китай (на 2012 год – *22500 МВт*)

Итайпу	Бразилия	2003	14000 МВт	95 ТВт·ч
Гури	Венесуэла	1986	10200 МВт	46 ТВт·ч
Тукуруи	Бразилия	1984	8400 МВт	21 ТВт·ч
Гранд Кули	США	1980	6800 МВт	20 ТВт·ч
<b>Саяно-Шушенская</b>	<b>Россия</b>	<b>1989</b>	<b>6400 МВт</b>	<b>27 ТВт·ч</b>
Красноярская	Россия	1972	6000 МВт	20 ТВт·ч

На снимке:

*Плотина ГЭС Итайпу на реке Парана, Бразилия – Парагвай.*

*Строительство начато в 1970, первая очередь запущена в 1984, завершена в 2003.*



# 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.

5  
6

# Затопление территорий – один из основных минусов строительства ГЭС



*Водохранилище после длительной засухи...действующее*



1. Классификация ТЭС
2. Конденсационные электростанции
  - 2.1. Схема КЭС
  - 2.2. Оборудование КЭС
  - 2.3. Показатели КЭС
3. Теплоэлектроцентрали
4. Газотурбинные установки
5. Парогазовые установки
6. Электростанции с двигателями внутреннего сгорания
7. Влияние ТЭС на экологию
8. Гидроэлектростанции
9. Анализ текущего состояния и тенденций развития традиционной тепло- и электроэнергетики (на примере электроэнергетики)

□ Производственный потенциал электроэнергетики России в настоящее время составляют электростанции общей установленной мощностью около 216,0 млн. кВт, в т.ч.

бывш. ЕЭС	АЭС	- 22,2 млн. кВт
	ГЭС и ГАЭС	- 44,9 млн. кВт,
	КЭС	- 65,3 млн. кВт,
	ТЭЦ	- 66,2 млн. кВт,

электростанции прочих ведомств, - 10,2 млн. кВт,

децентрализованные источники ~ 7,3 млн. кВт;

□ линии электропередачи напряжением 0,4/1150 кВ и выше – общей протяженностью порядка 3 млн. км, в том числе магистральные электросети напряжением 220/ 1150 кВ протяженностью 157 тыс. км.

□ В структуре используемого топлива определяющую роль играет природный газ. Его доля составляет около 65% и превышает долю угля более чем в 2 раза. Доля нефтепродукта незначительная и составляет менее 5%.

□ В период экономического спада 90-х годов кратное снижение вводов мощности электростанций (в 3 раза) и электрических сетей (почти в 5 раз) привело к ускоренному росту степени износа основных фондов, величина которого в среднем по отрасли в 2006 году достигла уже 59%.

□ Свертывание с середины 80-х годов программ разработки и освоения новых технологий производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии привело к растущему отставанию технического уровня российской электроэнергетики от уровня, достигнутого развитыми зарубежными странами (таблица).

<b>Эффективность работы отечественного энергетического оборудования в сравнении с зарубежным</b>	<b>Россия</b>		<b>Мировой уровень</b>	
	<b>Среднее значение</b>	<b>Передовые образцы</b>	<b>Среднее значение</b>	<b>Передовые образцы</b>
<b>КПД ТЭС на газе, %</b>	38,5%		40%	44-45%
<b>ПГУ</b>	51/52%	51/52%	54/55%	58%
<b>КПД ТЭС на угле, %</b>	34,2%	38/44%	37/40%	45/47%
<b>Потери в электрических сетях, %</b>	13,2% *		7,5%	

6  
□ В то же время обновление фондов электроэнергетики объективно сдерживается целым рядом факторов:

- ограниченностью собственных ресурсов энергокомпаний для капиталоемких проектов технического перевооружения электростанций, а также их недостаточной привлекательностью для внешних инвесторов при существующем уровне цен на электроэнергию;

- недостаточной готовностью отечественного энергомашиностроения, электротехнической промышленности и строительной индустрии, производственный потенциал которых снизился за последние 15 лет;

- низкими ценами топлива, при которых техническое перевооружение электростанций не обеспечивает экономический эффект от снижения расхода топлива по сравнению с менее капиталоемким продлением срока эксплуатации оборудования, несмотря на сохранение при этом высоких расходов топлива и рост эксплуатационных (в основном, ремонтных) затрат.

□ Стимулом структурных изменений в теплоэнергетике явится увеличение цен на газ и изменение сложившегося соотношения цен на уголь и газ. Энергетической стратегией определено, что конкурентоспособность угольных ТЭС по сравнению с газовыми достигается при цене т.у.т. газа в 1,6/2 раза выше цены т.у.т. угля. Такое соотношение цен обеспечит предусматриваемое Энергетической стратегией России снижение доли газа в структуре потребляемого тепловыми электростанциями топлива и увеличение доли угля.

6

# Динамика цен топлива по основным энергозонам (без НДС), руб./т.у.т.

	2004г.	2005г.	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.
<b>Центр</b>						
<b>Газ</b>	901	1005/1030	1170/1190	1390/1490	1570/1720	1760/1960
<b>Уголь</b>	1123	1120/1150	1230/1270	1340/1400	1430/1525	1510/1635
<b>Мазут</b>	1898	2160/2205	2320/2390	2450/2570	2550/2740	2640/2890
<b>Урал</b>						
<b>Газ</b>	891	890/910	1010/1030	1130/1190	1230/1360	1330/1510
<b>Уголь</b>	860	895/930	995/1035	1090/1150	1170/1255	1255/1365
<b>Мазут</b>	1429	1660/1700	1810/1865	1950/2040	2085/2245	2200/2400
<b>Сибирь</b>						
<b>Газ</b>	633	1000/1020	1170/1190	1440/1600	1495/1680	1550/1785
<b>Уголь</b>	590	565/595	640/680	720/770	790/855	855/940
<b>Мазут</b>	2135	2130/2170	2275/2330	2390/2485	2475/2610	2550/2740
<b>Восток</b>						
<b>Газ</b>	651	825/850	970/1000	1085/1135	1200/1355	1305/1500
<b>Уголь</b>	1090	860/905	935/990	1000/1070	1050/1145	1080/1215
<b>Мазут</b>	2945	2970/3030	3155/3220	3280/3400	3315/3520	3375/3640

# 6<sup>2</sup> 2 Общая ситуация с ТЭС в России

- Неудовлетворенный спрос на подключение потребителей оценивается в 10-15 ГВт (в основном пром.предприятия).  
Годовое недопотребление - ~50 ТВтч.
- Экономическая оценка: на один рубль электропотребления приходится около 30 рублей ВВП РФ => ежегодные прямые потери ВВП – около 5 трлн. руб. (около 7%).
- При этом к 2018 году запланировано поднять суммарную установленную мощность с 220 (на 2013 г.) до 238 ГВт, а расход условного топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС должен снизиться с 329 до 312 г у.т./кВтч.
- Возможный выход – увеличение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ). В РФ КИУМ ТЭС близок к 50%, ГЭС – 45%, АЭС – 75% (В США – 53%, 40% и 90% соотв.)

**Почему так получается?**

Федяев М.В., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 3-4 июня 2014 г., стр.17

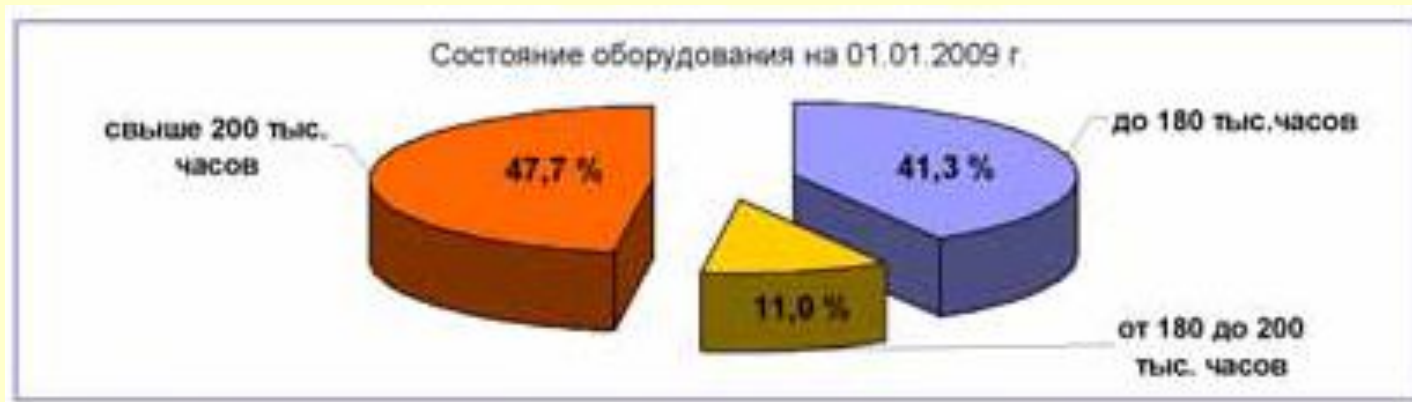
Калатузов В.А., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 8-9 июня 2010 г., стр.113

# Проблемы российских ТЭС

## 1. Износ оборудования

- К 2014 г. на электростанциях России около 70% мощностей выработали стандартный ресурс 220000 часов (27 лет).
- Например, переработка ресурса паровых турбин в среднем составляет от 40000 до 80000 часов, то есть замена турбины становится неизбежной не только по жаропрочности высокотемпературной части, но и по физическому состоянию низкотемпературной части турбины.
- Это приводит к снижению надежности работы ТЭС.
- Убытки, связанные с невыполнением диспетчерского графика, выплатой штрафов и покрытием убытков потребителей, могут свести на нет экономические показатели электростанции.

# Пример – турбина Т-100-130



- На территории РФ функционирует свыше 175 агрегатов.
- Нарботка более 38% агрегатов превышает ресурс 220000 ч.

Наименование параметра	Ед. измерения	До реконструкции		После реконструкции
		Т-100/120-130	Т-110/120-130-5	Т-120/130-130ПР
Маркировка турбины		Т-100/120-130	Т-110/120-130-5	Т-120/130-130ПР
Номинальная электрическая мощность турбины	МВт	100	110	123
Максимальная электрическая мощность турбины	МВт	120	120	130
Номинальная теплофикационная нагрузка	ГДж/ч (Гкал/ч)	670 (160)	733 (175)	785 (188)
Максимальная теплофикационная нагрузка	ГДж/ч (Гкал/ч)	670 (160)	770 (184)	825 (197)
Максимальный расход свежего пара	т/ч	460	485	540

Ремонт,  
оптимизация,  
внедрение новых  
технологий



## 2. Экологические требования

- В СССР котельное оборудование проектировалось при не очень жестких требованиях по вредным выбросам.
- Находящиеся в эксплуатации котельные установки в основном не соответствуют современным экологическим требованиям.
- Использование многоступенчатых схем дожигания топлива позволяет снизить выбросы  $\text{NO}_x$  до значений, принятых в ЕС для стран бывшего Советского блока ( $300 \text{ мг/м}^3$ ).
- Использование схем дожигания топлива позволяет снизить недожог (то есть уменьшить объем шлака) на хорошем топливе до 1%, на «тощих» углях до 5%, что также соответствует среднемировому уровню.

## Экология + эффективность

- Наиболее распространенный способ охлаждения воды – градирни.
- Из-за тепловых выбросов ТЭС и АЭС повышается температура воздуха и влажность, меняется режим ветров.
- Проблема вынесения в атмосферу с влагой химических и биологических примесей.
- Капельная влага, выносящаяся из градирни в результате ее дефектов, приводит к туману и мороси, увлажнению и обледенению территории в радиусе сотен метров.
- Ветер усиливает потери воды в среднем до 5% (норма 2%).
- При цикле 12000 м<sup>3</sup>/час, 8000 часов работы в год при 2% потерь и цене на тех.воду 4 цента за м<sup>3</sup> теряется \$76800 в год.
- Для улучшения экологии и эффективности в Чехии за 2000е годы реконструированы все градирни.
- Улучшение эффективности градирен окупается за ~1 год.

### 3. Низкая эффективность

Общие проблемы:

- Техника устарела не только физически, но и морально. Разработаны высокотемпературные конструкционные материалы корпусов, уплотнений, подшипников, которые внедряются слишком медленно.
- Ремонт оборудования «на месте» недостаточно продуман.
- Большие потери тепла с излучением, выхлопом и т.д. Например, величина сверхнормативных потерь тепла через теплоизоляцию по всей РФ по состоянию за 2010 год оценивалась в **6-9 млрд. рублей!**
- Работа в режиме неполной загрузки мощностей.
- Неоптимизированные сети: в год на тепловых сетях РФ теряется свыше  **$1.8 \cdot 10^{17}$  кал** тепловой энергии – эквивалентно «работе на атмосферу» 18 Выборгских ТЭЦ (СПб).

Ремизов Д.В., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 9 июня 2009 г., стр.17

Мешков В.И., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 8-9 июня 2010 г., стр.47

Поливода Ф.А., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 8-9 июня 2010 г., стр.50

# Основные направления энергосбережения

- Увеличение полноты сгорания топлива (схемы дожигания).
- Создание простых и надёжных установок на дешевом местном топливе (например, уголь возить на расстояния более 500 км при нынешних ценах на ж/д транспорт и газ невыгодно).
- Повышение коэффициента использования теплоты топлива – как улучшение теплоизоляции, так и использование энергии выхлопа.
- Разработка методик оптимизации работы установок и схем переброски нагрузок (тепло/электричество) (см.ниже).
- Использование низкопотенциальной энергии промышленных предприятий (см.ниже).
- Потенциал экономии топлива в среднем по РФ – **~30%!**

Фомин В.А., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 9 июня 2009 г., стр.27

Бердин С.В., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 8-9 июня 2010 г., стр.28

Федяев М.В., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 3-4 июня 2014 г., стр.17

## Низкокипящие рабочие тела

- Выбирают низкокипящие рабочие тела (НРТ), которые имеют достаточно высокие давления насыщенных паров при низких температурах.
- Кроме того, требуется: дешевизна, нетоксичность, незамерзание в условиях севера.
- Варианты: пентан (температуры греющих теплоносителей 140-190 °С), бутан (100-130 °С). (Горючие газы! Используются высоковакуумные уплотнения!)
- Преобразование низкопотенциальной тепловой энергии в механическую и далее в электрическую происходит в замкнутом бутановом контуре.
- Состав контура: испаритель бутана, бутановую турбину с электрогенератором, конденсатор бутана, насосное оборудование.

## Варианты использования (1)

- На многих паровых котельных стоят противодавленческие турбины. Но они могут работать только при наличии тепловой нагрузки.
- Летом, когда отопление не нужно, такие турбины часто отключают. В результате среднегодовой коэффициент использования установленной мощности падает до  $\sim 0.5$ .
- Любая недогрузка противодавленческой турбины по тепловой мощности передаётся в дополнительный бутановый контур, так как уровень температур греющего пара составляет 130-150 °С.
- Совместная работа парового и бутанового контуров может обеспечить коэффициент использования мощности паровой турбины, равный 1, независимо от тепловой нагрузки.
- В результате паровая турбина всегда полностью нагружена, и в бутановом контуре вырабатывается дополнительная энергия.

## 71 1 Варианты использования (2)

- Есть возможность интегрировать подобные системы с водогрейными котлами на дешевом местном топливе, мусоросжигательными заводами и другими технологическими процессами.
- Возможность надстройки бутановым контуром малых (1.5-6 МВт) систем типа ГТУ+ТЭЦ. В летнее время, когда тепло ТЭЦ не требуется, его передают на бутановый контур, повышая КПД системы примерно на 10%.
- Аналогичные тепловые схемы разработаны для установок с газопоршневыми агрегатами. В этом варианте тепловой схемы в комбинированной установке используется теплота не только выхлопных газов, но и системы охлаждения двигателя.
- Разработаны бутановые турбины на 1-3 МВт, срок окупаемости – 3-5 лет.
- Предложено тестировать схему на котельной АЗМР (г.Скопин).

Фомин В.А., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 9 июня 2009 г., стр.27

Поливода Ф.А., материалы конф. «Реконструкция энергетики», Москва, 3-4 июня 2014 г., стр.64

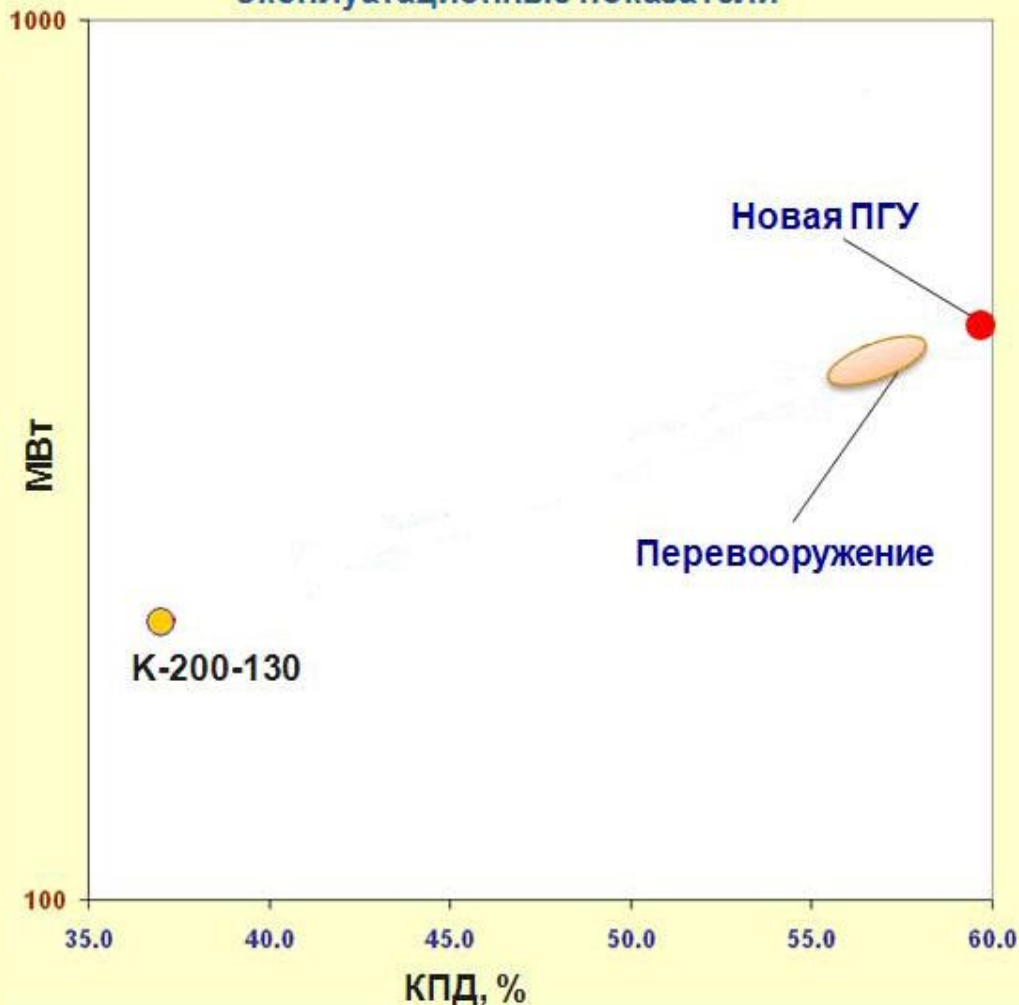
## Необходимость взвешенного подхода

- Пример: эксперимент по снижению стоимости воды для ТЭС.
- На большинстве ТЭС используются технологические схемы очистки воды, разработанные в 1960-1970-х годах.
- В период 1999-2005 г на ряде станций была внедрена передовая импортная система очистки воды.
- В результате удалось сократить количество оборудования (фильтры, насосы, баки, трубопроводы) в 2-3 раза и снизить расходы реагентов (кислоты, щелочь, соль) в 1,5-2 раза.
- С другой стороны, расход электроэнергии вырос в 2-3 раза, импортные химические реагенты оказались дороже отечественных, требуется высококвалифицированный обслуживающий персонал.
- В результате себестоимость очищенной воды снизилась лишь на Заинской ГРЭС (крупнейшая ГРЭС Татарстана), на остальных не поменялась или выросла.



# Предлагаемый вывод

Возможности перевооружения: ориентировочные эксплуатационные показатели



Alstom проанализировал парк паротурбинных электростанций России, работающих на природном газе, и выработал **предварительную концепцию перевооружения**, преимуществами которой являются:

- $\Delta$  КПД: +20%\*
- $\Delta$  Потребления топлива: -35%\*
- $\Delta$  NOx: -70%\*
- $\Delta$  CO<sub>2</sub>: -35%\*

**По сравнению с новой ПГУ,**

переворуженная паросиловая электростанция будет иметь следующие особенности:

- пониженные инвестиции: -15% до -25%\*
- небольшой период окупаемости
- повторное использование существующего оборудования
- небольшое требуемое пространство на площадке

□ **Переворужение выгоднее приобретения новой установки!**