ДИСЦИПЛИНА: «НАГНЕТАТЕЛИ И **ТЕПЛОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ**»

Преподаватель Мостовенко Любовь Владимировна, старший преподаватель

Лекция 2

Темы лекции

1. **Виды тепловых двигателей. Циклы тепловых двигателей с внешним и внутренним сгоранием. Основы теоретического цикла, термический к.п.д. Виды к.п.д. цикла. Циклы паротурбинных установок, анализ их развития и оценка термодинамической эффективности. Сравнение циклов газотурбинных установок и циклов паротурбинных установок. Возможности их совместного использования. Циклы газотурбинных установок, их классификация, сравнение и основные показатели циклов. Циклы двигателей внутреннего сгорания. Их преимущества и недостатки. Сравнение циклов Отто и Дизеля. Двигатель Стирлинга, принцип работы, преимущества и недостатки. Когенерационные установки на базе известных типов нагнетателей и тепловых двигателей. Их основные показатели рентабельности применения.**
2. Принципиальные основы течения рабочего тела в турбине и турбонагнетателе. Активный и реактивный принципы. Уравнение сохранения энергии для турбомашин. Уравнение неразрывности. Процессы расширения и сжатия в T-S и h-S диаграммах. Уравнение первого закона термодинамики в газодинамической форме (уравнение Бернулли). Виды к.п.д. турбин. Процесс расширения в турбине в h-S диаграмме. Виды к.п.д. турбокомпрессоров. Процесс сжатия в h-S диаграмме. Основное уравнение турбомашин (уравнение Эйлера) для турбины и компрессора. Анализ его простой и развернутой форм.
3. Турбины. Классификация паровых турбин в зависимости от характера тепловых процессов на ТЭС. Газовые турбины и их особенности. Потери энергии в проточной части турбин. Классификация внутренних и внешних потерь, их физический смысл. Изображение полного процесса расширения в T-S диаграмме

Темы лекции

Сопловые аппараты турбин. Основные геометрические и угловые параметры сопловых аппаратов. Классификация сопловых аппаратов по режиму течения. Типы профилей. Анализ движения газа в сопловом аппарате. Дозвуковое и сверхзвуковое течения. Определение угла выхода потока, формула Бэра. Сопоставление потерь в дозвуковых и сверхзвуковых аппаратах.

4. Безлопаточные направляющие аппараты. Достоинства и недостатки по сравнению с лопаточными. Принципы профилирования(определение угла выхода потока). Рабочие колеса турбин. Степень реактивности. Сопоставление радиальных и осевых ступеней турбин. Радиально-осевые турбины. Особенности профилирования. Осевые турбины. Колесо Кертиса. Изменение параметров ступени по высоте лопатки.

5. Сопоставление характеристик активных и реактивных турбин. К.п.д. ступеней в зависимости от Хад. Характеристики турбин. Безразмерные и приведенные характеристики. Регулирование паровых турбин. Регуляторы скорости. Парораспределительные устройства. Автомат безопасности. Свойства турбокомпрессоров. Уравнение Эйлера для турбокомпрессора. Коэффициент закрутки. Степень реактивности турбокомпрессора. Статический и динамический напоры машины. Диффузоры турбокомпрессоров. Их виды и сопоставление характеристик. Рабочие колеса турбокомпрессоров. Основные типы и параметры.

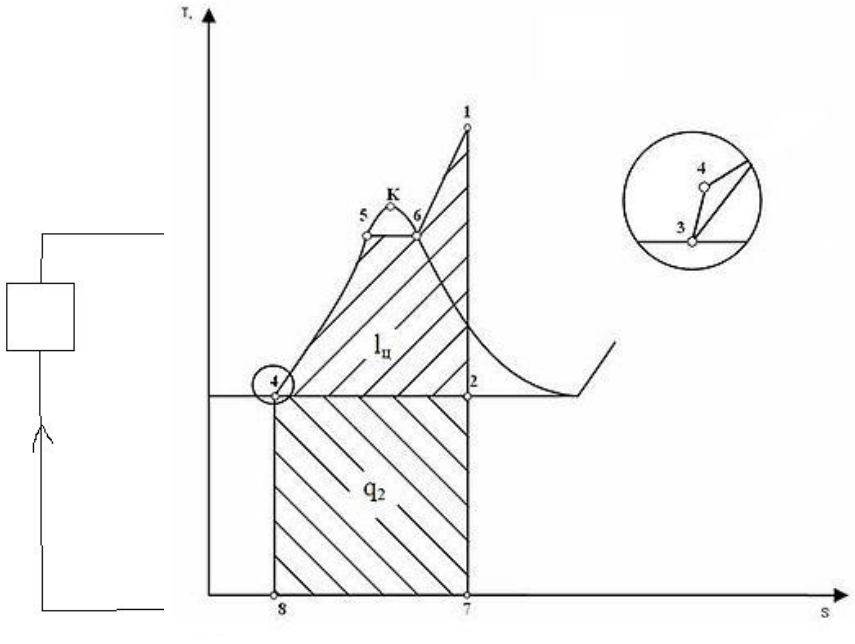
Темы лекции

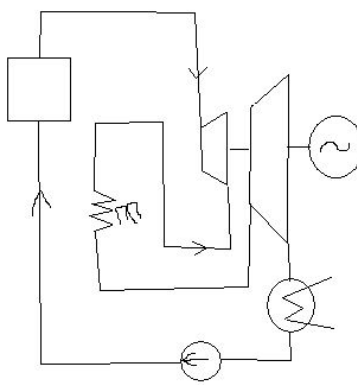
6. Теоретическая и действительная характеристики турбокомпрессора. Причины их различия. Работа турбокомпрессора на сеть. Явление помпажа. Меры против помпажа.

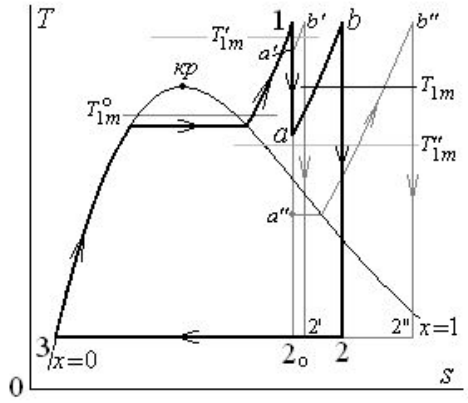
7. Регулирование турбокомпрессоров. Способы регулирования. Группы сетевых потребителей. Регулирование турбокомпрессоров. Группы сетевых потребителей. Способы регулирования. Регулирование турбокомпрессоров при постоянном числе оборотов. Характеристики регулирования для 1 и 2 групп потребителей. Регулирование турбокомпрессоров при переменном числе оборотов. Характеристики регулирования для 1 и 2 групп потребителей.

8. Регулирование турбокомпрессоров поворотными лопатками на всасе и поворотными лопатками диффузора. Параллельная и последовательная работа турбокомпрессоров. Схемы автоматического регулирования работы турбокомпрессоров. Противопомпажное устройство. Перерасчет характеристик турбокомпрессора.

Циклы паротурбинных установок, анализ их развития и оценка термодинамической эффективности







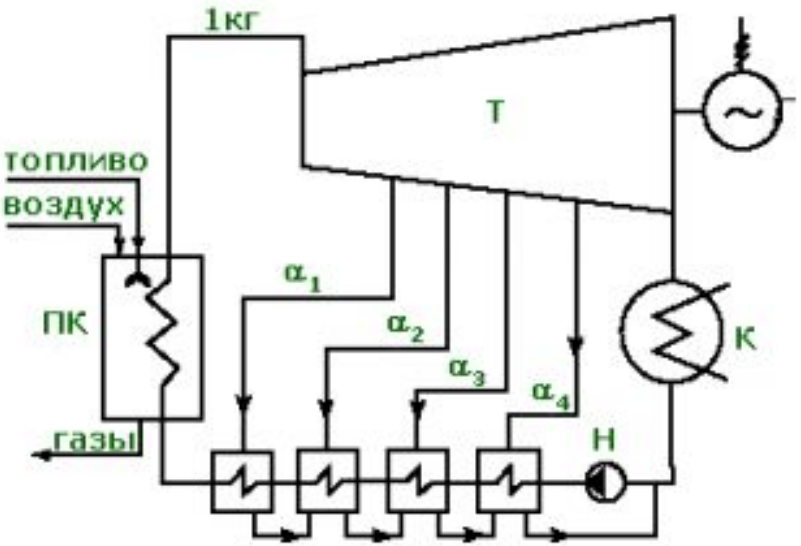
изобара линия 4-5-6-1. Происходит нагрев и испарение воды, а затем перегрев пара. В процессе затрачивается теплота q1

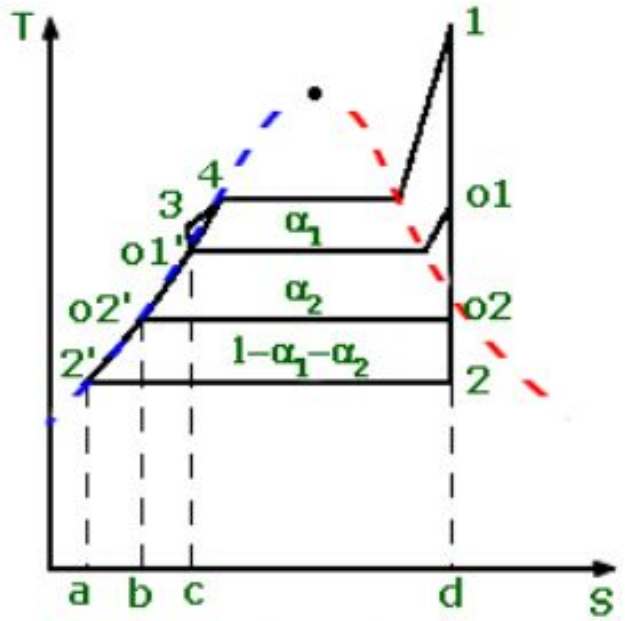
адиабата линия 1-2. Процесс расширения пара в турбине, то есть её вращение паром А

изобара линия 2-3 Конденсация отработанного пара с отводом теплоты q2 охлаждающей водой

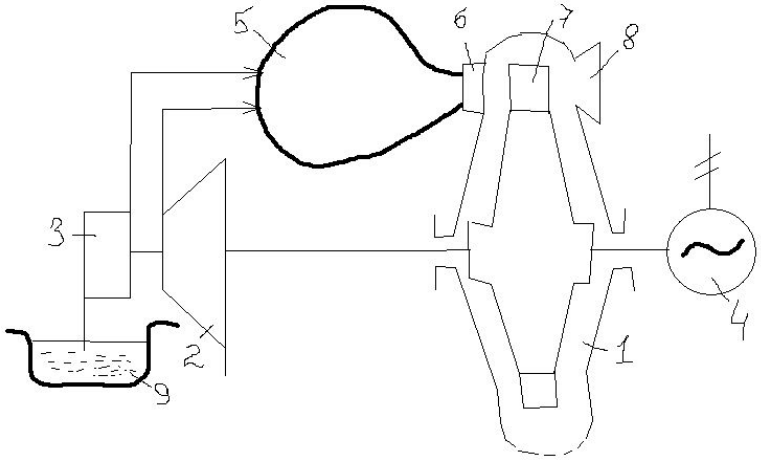
адиабата линия 3-4. Сжатие сконденсировавшейся воды до первоначального давления в парогенераторе с затратой работы А

ПТУ с регенеративными подогревателями

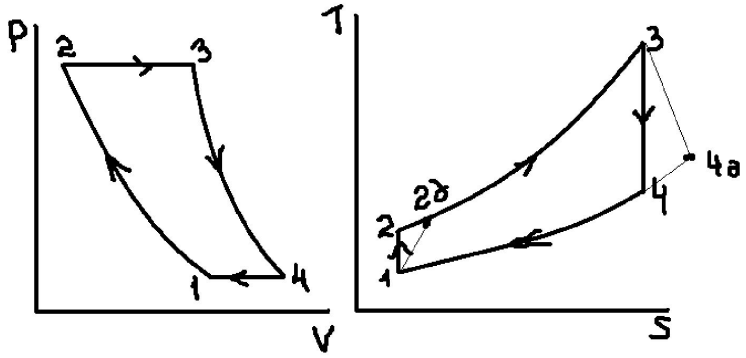




Циклы газотурбинных установок, их классификация, сравнение и основные показатели циклов

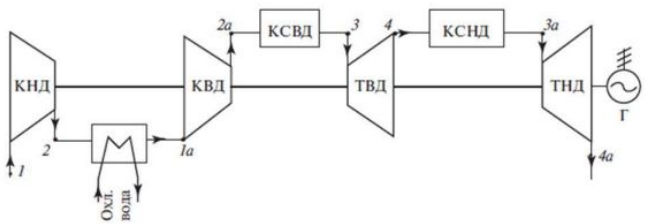


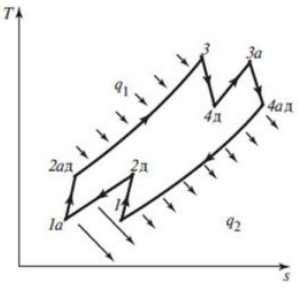
1 – газовая турбина
2 – компрессор
3 – топливный насос
4 – потребитель энергии
5 – камера сгорания
6 – сопло
7 – лопатки газовой турбины
8 – выпускной патрубок
9 – топливный бак



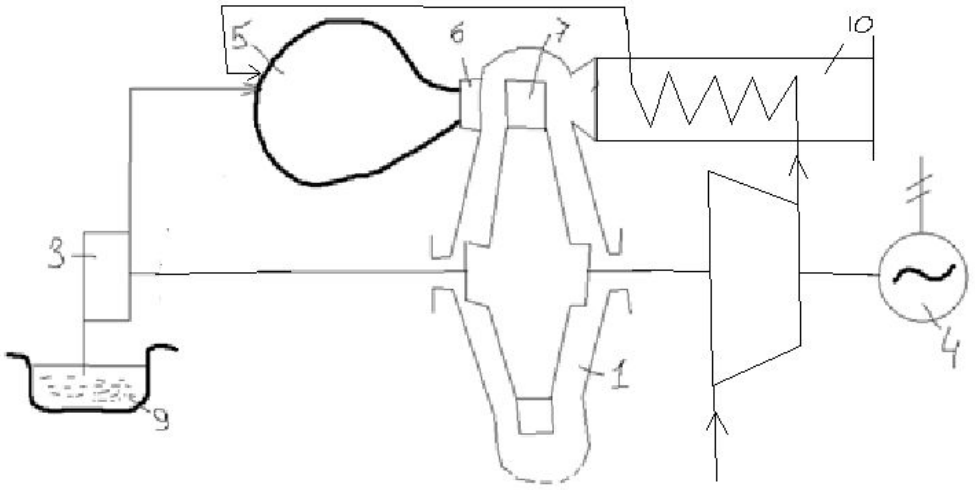
ГТУ

$$\eta_{\text{т}} = 1 - \frac{1}{\varepsilon^{k-1}}$$

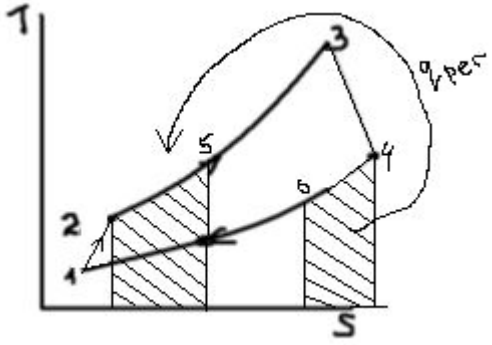




Цикл ГТУ с регенерацией



1 – газовая турбина
2 – компрессор
3 – топливный насос
4 – потребитель энергии
5 – камера сгорания
6 – сопло
7 – лопатки газовой турбины
8 – выпускной патрубок
9 – топливный бак
10 - теплообменник



ГТУ с регенерацей

Основные показатели, характеризующие работу двигателя

https://studfile.net/preview/2790630/page:4/

Часть индикаторной мощности P_i двигателя, расходуемая на преодоление различных сопротивлений внутри двигателя и на привод вспомогательных агрегатов (водяного, масляного, топливного насосов и т. п.), называется **мощностью механических потерь** $P_м$; другая часть **индикаторной мощности**, снимаемой с коленчатого вала двигателя, называется **эффективной мощностью** P_e и расходуется на совершение внешней работы, т. е.

$$P_e = P_i - P_M \quad (1)$$

По аналогии со средним индикаторным давлением p_i эффективной мощности P_e и мощности механических потерь $P_м$ соответствуют средние удельные давления, определяемые из соотношений

$$P_e = \frac{p_e V_{л} n}{30\tau} \qquad P_M = \frac{p_M V_{л} n}{30\tau}$$

Основные показатели, характеризующие работу двигателя

Мощность механических потерь состоит из следую щих мощностей:

- мощности $P'_м$, затрачиваемой на преодоление трения в элементах кривошипно-шатунного механизма, на привод вспомогательных агрегатов, а также на преодоление аэродинамического сопротивления движению элементов двигателя;

- мощности $P_{нас}$, затрачиваемой на осуществление процессов газообмена;

- мощности $P_{наг}$, затрачиваемой на привод нагнета теля (для двигателей с наддувом) или продувочного на соса (для двухтактных двигателей).

Мощность механических потерь

$$P_M = P'_M + P_{нас} + P_{наг}$$

Основные показатели, характеризующие работу двигателя

Относительное уменьшение индикаторной мощности P_i за счет мощности механических потерь $P_м$ оценивается механическим КПД, причем

$$\eta_м = \frac{P_e}{P_i} = \frac{p_e}{p_i} = 1 - (\frac{P_м}{P_i}) = 1 - (\frac{p_м}{p_i})$$

Численные значения мощности механических потерь $P_м$ определяются экспериментально и расчетом. Из числа экспериментальных методов определения $P_м$ наиболее распространены индикаторный метод, метод прокручивания коленчатого вала двигателя и метод выключения цилиндров.

Первый метод определения механических потерь заключается в определении мощности $P_м$ по разности индикаторной и эффективной мощностей. Индикаторная мощность вычисляется по результатам обработки индикаторной диаграммы, полученной при испытаниях двигателя.

Второй метод определения $P_м$ основан на прокручивании коленчатого вала двигателя от постороннего источника при выключенном зажигании (или выключенной подаче топлива). Мощность механических потерь определяется затратами энергии на прокручивание коленчатого вала.

Основные показатели, характеризующие работу двигателя

Третий метод определения $P_м$ основан на последовательном выключении отдельных цилиндров. Мощность механических потерь определяется по изменению эффективной мощности двигателя при последовательном выключении отдельных его цилиндров.

При определении $P_м$ обычно применяют второй и третий методы. При индикаторном методе определения $P_м$ наблюдаются большие погрешности.

Эффективный КПД η_e и удельный эффективный расход топлива g_e.

Эффективная топливная экономичность двигателя в целом оценивается эффективным КПД η_e или удельным эффективным расходом топлива g_e.

Эффективным КПД называют отношение количества теплоты Q_e, преобразованной в эффективную работу W_e, ко всей подведенной теплоте Q_o, т.е.

$$\eta_в = \frac{Q_в}{Q_o} = \frac{W_e}{\Delta G_{т.ц} H_и}$$

Основные показатели, характеризующие работу двигателя

Выразив эффективную мощность P_e через $P_i \eta_м$, полу чим связь между всеми КПД двигателя

$$\eta_e = 3{,}6 \cdot 10^3 (P_i \eta_M) / (H_u G_T) = \eta_i \eta_M = \eta_t \eta_o \eta_M$$

Сравнение газотурбинных установок и паротурбинных установок (ПТ)

Преимуществом ПТ технологии является возможность использования в котле самого широкого спектра топлив, включая твердые. Однако использование тяжелых нефтяных фракций и твердого топлива снижает экологические показатели системы, которые определяются составом отходящих из котла продуктов горения. На существующих тепловых электростанциях новые ПТУ целесообразно использовать при отсутствии возможности внедрения на них газотурбинных и парогазовых технологий. Паровые турбины с противодавлением целесообразно использовать для модернизации котельных с промышленными паровыми котлами распространенных типов ДКВР, ДЕ (рабочее давление 1,3-1,4 МПа), у которых давление пара на выходе из котлов значительно выше, чем это необходимо для производственных нужд. При установке в таких котельных паровых противодавленческих турбоагрегатов малой мощности, пропускаемый через ПТУ пар будет срабатываться от начальных параметров на котлах до давления, нужного потребителю, и в результате бесполезно теряемый до этого потенциал пара будет использоваться для выработки малозатратной электрической энергии. Вырабатываемая ПТУ электроэнергия пойдет на покрытие собственных нужд котельной и предприятия, а ее избыток может продаваться в энергосистему. При этом основной задачей модернизированной котельной продолжает оставаться производство тепла, а электроэнергия является полезным сопутствующим продуктом его производства, значительно улучшающим технико-экономические показатели работы котельной, и может стать дополнительной статьей доходов.

КПД ПТУ в части генерации электроэнергии самый низкий из всех рассматриваемых технологий и составляет **от 7 до 39%, но в составе теплофикационных систем** суммарная эффективность паротурбинной установки может достигать **84%** в расчете на условную единицу израсходованного топлива.

Сравнение газотурбинных установок и паротурбинных установок (ГТ)

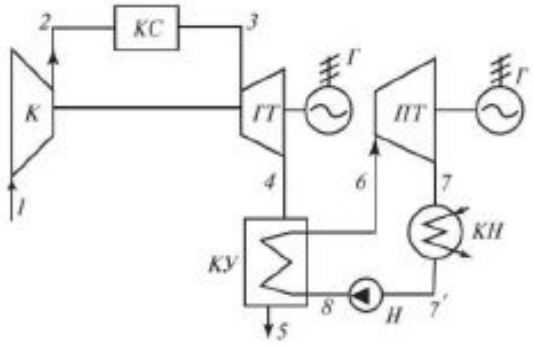
Соотношение производимой электрической энергии к тепловой энергии у газотурбинных установок -- ГТУ составляет ~ 1:2. То есть газотурбинная установка с электрической мощностью 10 МВт способна выдать ~ 20 МВт тепловой энергии. В зависимости от потребностей газотурбинные установки дополнительно оснащаются паровыми или водогрейными котлами, что дает возможность иметь пар различного давления для производственных потребностей, или горячую воду со стандартными температурами (ГВС). **При комбинированном использовании энергии двух видов коэффициент использования топлива газотурбинной тепловой электростанции увеличивается до 90%.**

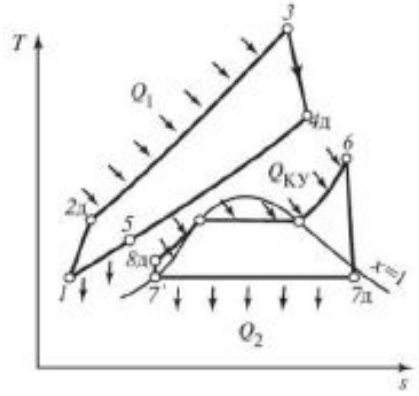
Применение газотурбинных установок в качестве силового оборудования для мощных ТЭС и мини-ТЭЦ оправдано экономически, так как на сегодняшний день электростанции, работающие на газовом топливе, имеют наиболее привлекательную для потребителя удельную стоимость строительства и низкие затраты при последующей эксплуатации

Избытки бесплатной тепловой энергии в любое время года дают возможность, посредством чиллеров -- АБХМ, без затрат электричества, наладить полноценное кондиционирование помещений любого назначения. Охлажденный таким образом теплоноситель можно применять в промышленных целях, в различных производственных циклах. Эта технология называется тригенерация. Эффективность использования газотурбинных установок обеспечивается в широком диапазоне электрических нагрузок от минимальных 1-3% до максимальных 110-115%. Позитивным фактором использования газотурбинных установок непосредственно в местах проживания людей, является то, что содержание вредных выбросов у них минимально и находится на уровне 9-25 ppm. Такие отличные экологические качества позволяют без проблем размещать газотурбинные установки в непосредственной близости от местонахождения людей. Газотурбинные установки имеют незначительные вибрации и шумы в пределах 65-75 дБ (что соответствует по шкале уровня шума звуку пылесоса на расстоянии 1 метр). Как правило, специальная звуковая изоляция для подобного высокотехнологичного генерационного оборудования не нужна.

Газотурбинные установки обладают относительно компактными размерами и небольшим удельным весом. Допускается монтаж ГТУ на техническом этаже здания или крышное расположение маломощных газотурбинных установок. Это полезное свойство ГТУ является важным финансовым фактором в городской застройке, потому что оно позволяет экономить дорогостоящие дефицитные квадратные метры и во многих ситуациях дает больше технического простора инженерам для решения задачи размещения автономной электростанции.

Возможности совместного использования ПТУ и ГТУ (ПГУ)





Такой комбинированный цикл, состоящий из двух циклов - парового и газового, - является одной из разновидностей бинарных циклов.

Цикл Брайтона(Джоуля)+цикл Ренкина. $\eta_т = \eta_{ГТУ} + (1-\eta_{ГТУ})\eta_{КУ}\eta_{ПТУ}$

В комбинированных циклах ПГУ цикл ГТУ занимает область высоких температур, а цикл Ренкина - область низких температур. Такое взаимное расположение циклов объясняется несколькими очевидными соображениями.

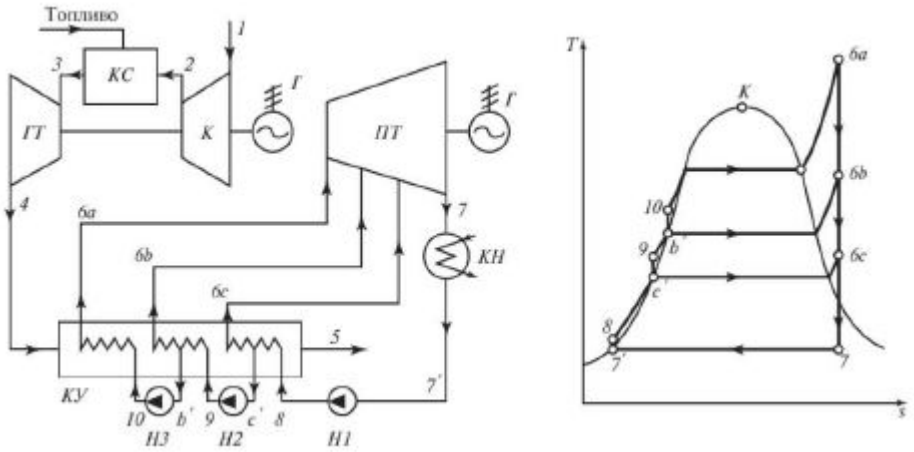
$$\eta_т = \frac{m_п l^{пт} + l^{гт}}{q_1^{гт}},$$

1) максимальные температуры газа в современных ГТУ (1350-1500 С) существенно выше максимальных температур пара (550-600 С) ПТУ.

2) теплоту уходящих газов ГТУ, имеющих температуру 400-600 С, выгоднее использовать в низкотемпературном (паротурбинном) цикле, нежели просто отдавать эту теплоту в окружающую среду при высокой средней температуре.

3) отвод теплоты в цикле паротурбинной установки осуществляется в изотермическом процессе при температуре, близкой к температуре окружающей среды.

Возможности совместного использования ГТУ и ПТУ



Для повышения КПД котла-утилизатора используют **котлы-утилизаторы и паровые турбины двух или трех давлений.** В таких парогазовых установках, называемых двух- или трехконтурными, котел-утилизатор генерирует перегретый пар разных (двух или трех) параметров. На рисунке представлена принципиальная схема трехконтурной ПГУ.

Такое усложнение схемы позволяет уменьшить необратимость процесса передачи теплоты в котле-утилизаторе, снизить температуру уходящих газов и тем самым повысить КПД котла-утилизатора. Большинство создаваемых в настоящее время ПГУ с котлом-утилизатором - это двух- или трехконтурные ПГУ. В связи с появлением двух- и трехконтурных ПГУ ранее рассмотренную установку называют одноконтурной ПГУ.

Для повышения кпд:

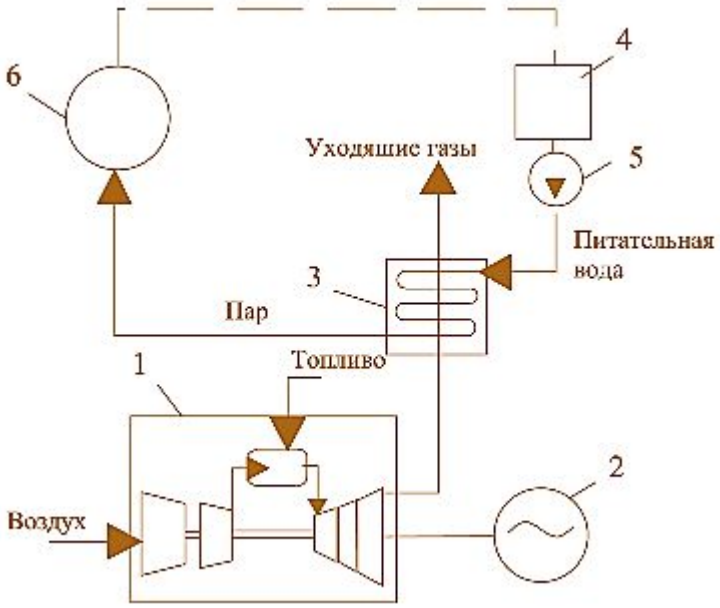
ГТУ ПГУ: - повышение температуры газа перед газовой турбиной, а также введение многоступенчатого сжатия и расширения рабочего тела.

ПТУ ПГУ: - промежуточный перегрев пара.

Реализация всех вышеуказанных способов позволяет повысить КПД парогазовых установок с котлом-утилизатором **до 60 %.**

Парогазовые установки имеют наибольшие значения КПД среди других тепловых двигателей и поэтому являются одним из наиболее перспективных направлений современной энергетики.

Когенерационные установки на базе известных типов нагнетателей и тепловых двигателей



Тепловая схема когенерационной электростанции: 1 – газотурбинный двигатель; 2 – электрогенератор; 3 – котел-утилизатор; 4 – расходный бак питательной воды; 5 – насос; 6 – потребитель теплоты

Под термином **«когенерационные установки»** сегодня подразумеваются установки комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, базирующиеся на тепловых (поршневых и газотурбинных) двигателях небольшой (0,5–2 МВт) и средней (до 30–40 МВт) электрической мощности.

Отличаются указанные ТЭЦ лишь масштабами и видом энергии, которая является базовой: если для паротурбинной ТЭЦ базовой является в большинстве случаев электрическая энергия, а выработка тепловой является средством повышения эффективности выработки базового продукта, то в Мини-ТЭЦ **базовой является, как правило, тепловая энергия.** По существующей тепловой нагрузке определяется электрическая мощность когенерационной установки, обеспечивающая максимальный коэффициент полезного использования топлива в течение всего года.

Преимущества когенерационных установок

Уже по своему определению МиниТЭЦ являются альтернативой крупным централизованным паротурбинным ТЭЦ. В этом плане применение МиниТЭЦ служит средством децентрализации (разукрупнения) теплофикационных систем, создания умеренно-централизованных систем теплоснабжения, обеспечивающих теплотой и электроэнергией, а в случае необходимости и холодом отдельные административные и общественные здания, предприятия, жилые комплексы, учебные учреждения и т.п. объекты. Такой путь развития энергетики имеет следующие достоинства:

- снижение потерь при транспорте теплоты и электроэнергии за счет уменьшения расстояний между производителями и потребителями энергии, а также за счет применения современных средств защиты и технологий;
- возможность оперативного регулирования тепловой и электрической мощности установки в зависимости от нагрузки, времени суток, сезона, погодных условий;
- возможность использования современного высокоэффективного энергетического оборудования;
- использование систем глубокой утилизации (утилизации скрытой теплоты парообразования при сжигании углеводородного топлива);
- возможность использования в КОУ местных нетрадиционных видов энергии и энергосберегающих технологий;
- уменьшение средств, необходимых для модернизации или замены устаревшего оборудования и сетей.

Спасибо за внимание!