

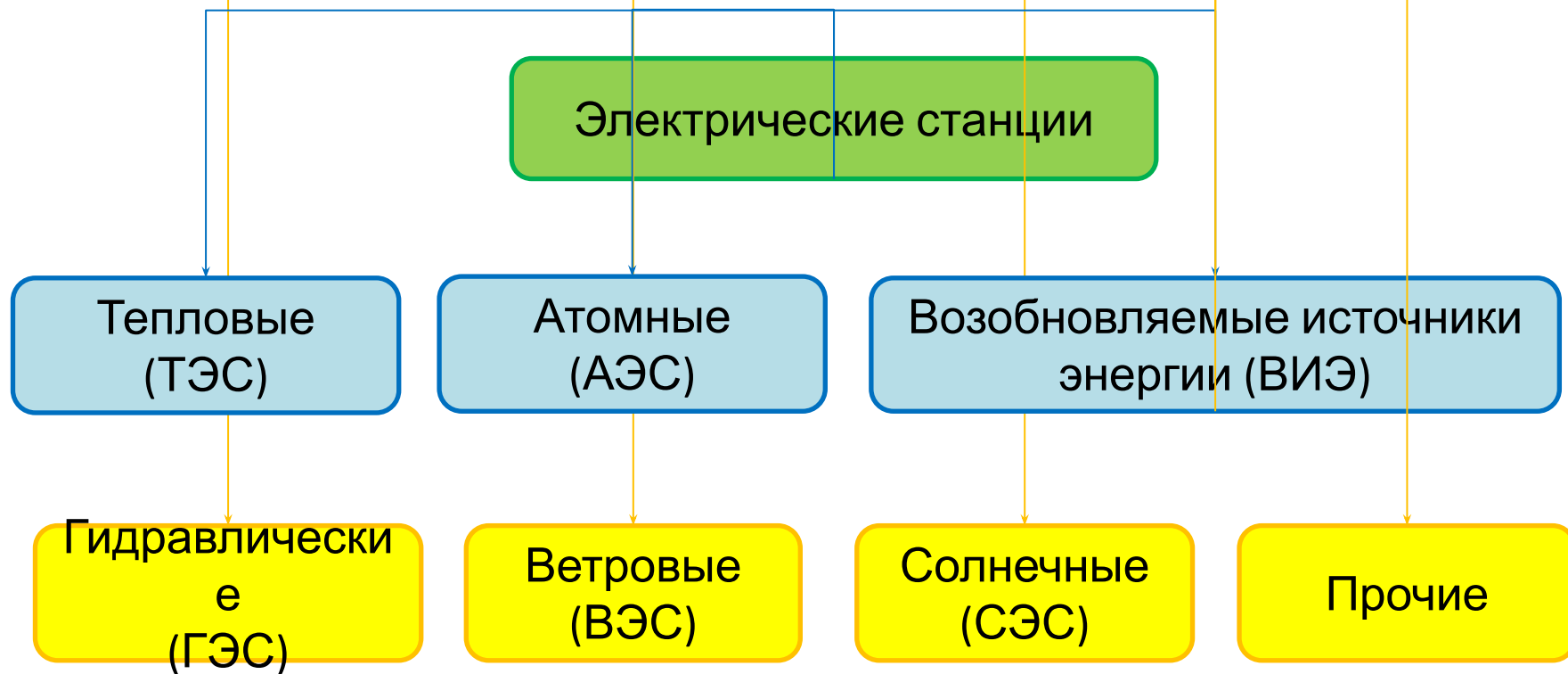


university

Тюменский
индустриальный
университет

ГЛАВА 2

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ





university

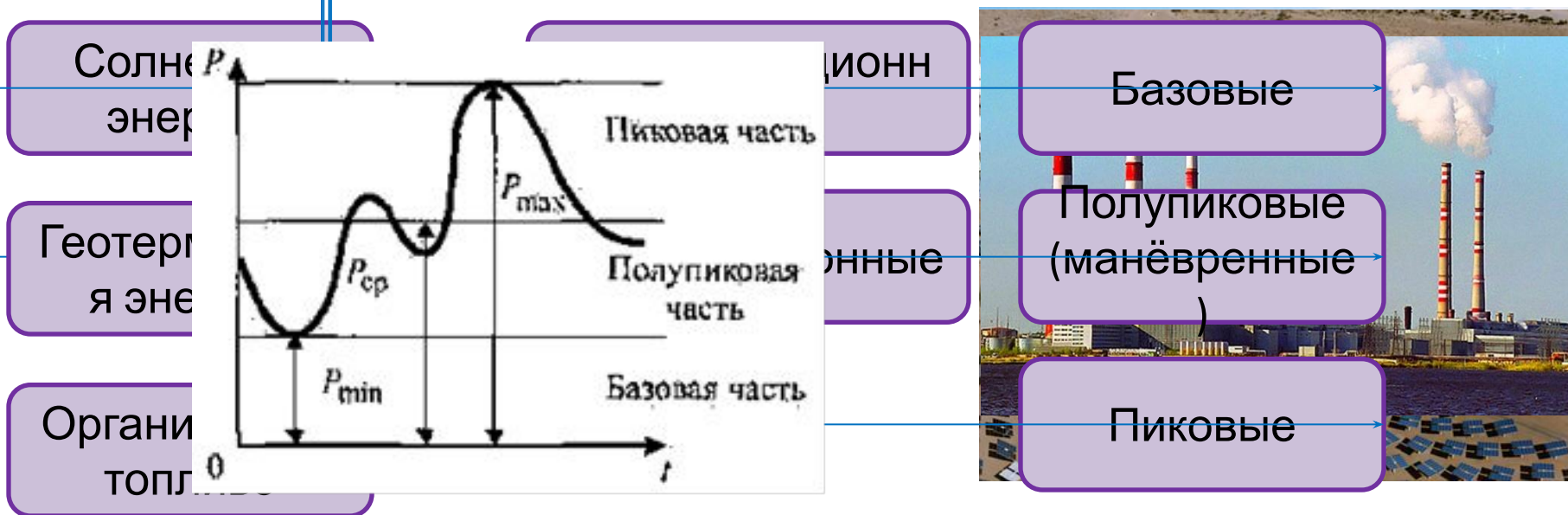
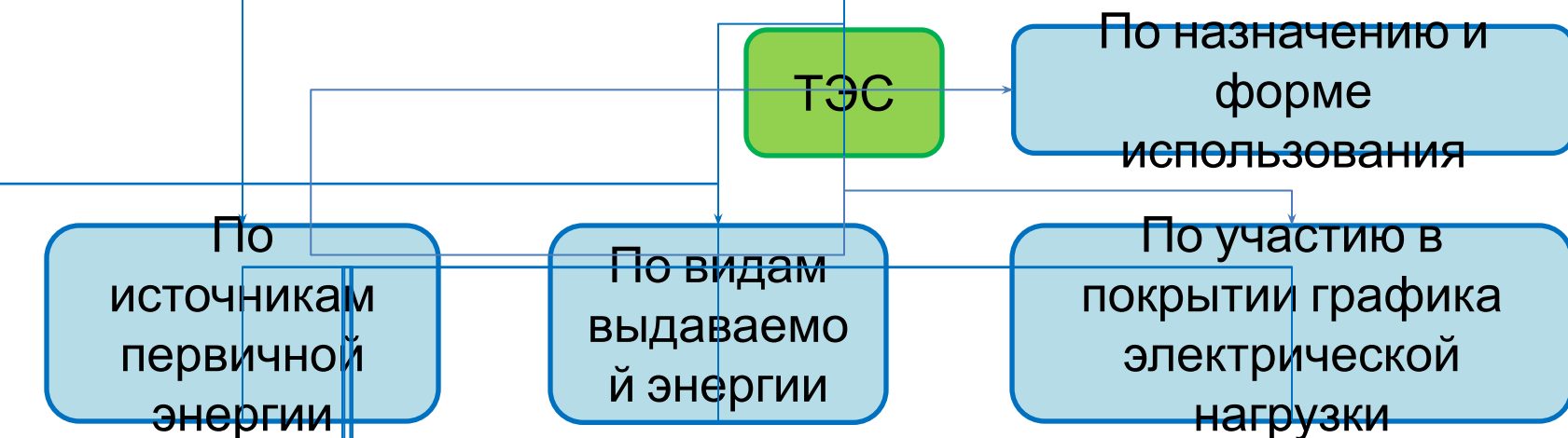
Тюменский
индустриальный
университет

2.1 Характеристика тепловых электростанций России и мира

Лидирующее положение теплоэнергетики в России является объективной, исторически сложившейся закономерностью развития российской энергетики.

В российской электроэнергетике сформировалась следующая структура типов ТЭС:

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



ТЭС

По
источникам
первичной
энергии

Солнечная
энергия

Геотермальная
энергия

Органическое
топливо

По назначению и
форме
использования

Общего
пользования

Промышленны
е

Коммунальные

Сельские

Транспортные

Передвижные

Плавучие

Узкоспециальног
о назначения

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РОССИИ

Тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, различаются по технологическому признаку

ТЭС на
органическом топливе

Паротурбинны
е

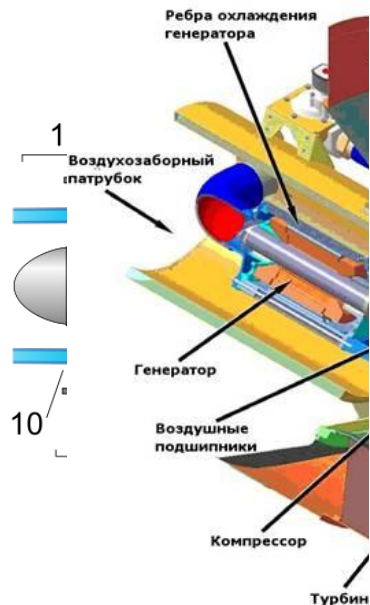
Газотурбинны
е

Парогазовы
е

Газопоршнев
ые

Дизельны
е

HEAT RECOVERY
STEAM GENERATOR



Каждая из электростанций, классифицированная по технологическому признаку, в свою очередь может быть либо конденсационной, либо теплофикационной.

Наибольшее развитие и распространение получили тепловые электростанции общего пользования, работающие на органическом топливе, преимущественно паротурбинные.

Роль дизельных электростанций (ДЭС) ограничивается в основном сельскохозяйственным и транспортным секторами, несмотря на их большое число. Использование ГеоТЭС и СЭС по-прежнему носит локальный характер.

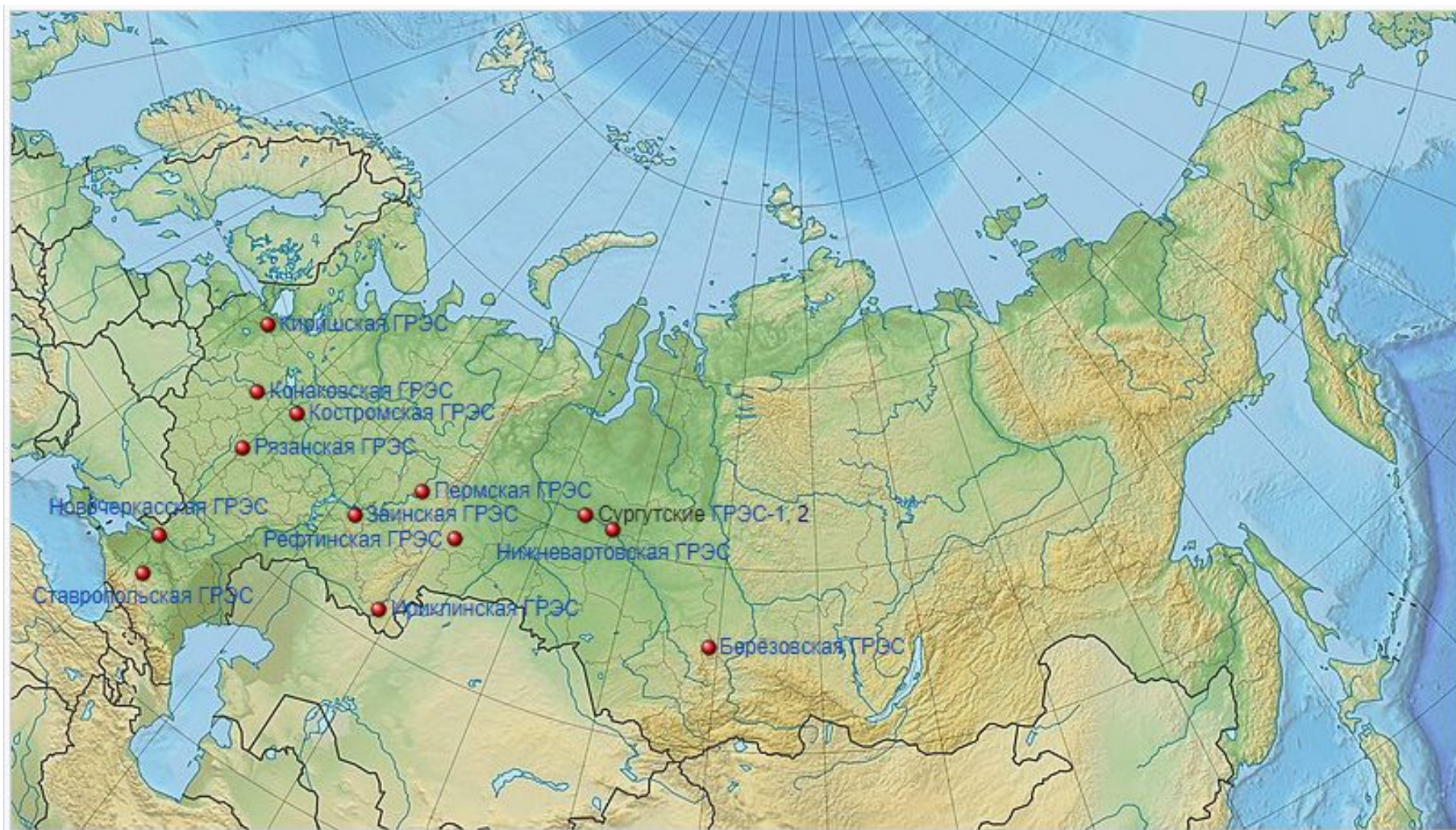
По состоянию на 1 января 2020 года, в Единой энергосистеме России эксплуатировались тепловые электростанции общей установленной мощностью 164 612 МВт, что составляет 66,8 % от общей мощности электростанций ЕЭС России.

В электроэнергетике России на 2022 работает 41 ТЭС, установленная мощность каждой из которых составляет 1 тыс. МВт и более, в том числе 14 электростанций имеют электрическую мощностью 2 тыс. МВт и более. Суммарная мощность последних составляет около 25 % от мощности всех тепловых электростанций 8

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Самой крупной ТЭС в России является Сургутская ГРЭС-2 (5579,1 МВт, проектная 6400 МВт), работающая на природном газе. Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность у Рефтинской ГРЭС (3800 МВт). К крупнейшим российским ТЭС относятся также Костромская ГРЭС (3600 МВт), Пермская ГРЭС (3363 МВт) и Сургутская ГРЭС-1 (3200 МВт).





Крупнейшие ТЭС России (2000 МВт и выше)

Российская теплоэнергетика остается бесспорным лидером в производстве тепловой энергии тепловыми электроцентралями (ТЭЦ) в мире. Производство тепловой энергии обеспечивается путем использования пара, отработавшего в паровых турбинах тепловых станций. Теплофикация включает как производство, так и передачу, а также централизованное распределение тепловой энергии среди её потребителей. При производстве электроэнергии по теплофикационному циклу обеспечивается полезное использование части той тепловой энергии, которая теряется при производстве электрической энергии на тепловых электростанциях по конденсационному циклу.

10 ТЭЦ имеют установленную электрическую мощность более 1000 МВт каждая, их суммарная мощность равна около 15 % от мощности всех теплоэлектроцентралей России.

По состоянию на 1 января 2019 года, 79 % мощности тепловых электростанций России представлено электростанциями с паротурбинными установками, 15,5 % – с парогазовыми установками, 4,8 % – с газотурбинными установками, 0,7 % – с установками других типов (дизельные, газопоршневые).

Самой крупной ТЭС в Европе является ТЭС в городе Нейрат, Германия (земля Северный Рейн-Вестфалия) к которой в 2005-12 гг. были пристроены два новых блока ВoА 2&3. Стоимость проекта – 2,6 млрд. евро.

Территория, занимаемая электростанцией со всей прилегающей инфраструктурой, составляет более 1,2 км². Новые блоки являются самыми современными и имеют суммарную установочную мощность 2,200 МВт с КПД 43%. Общая мощность всех 7 блоков станции составляет 4400 МВт. Инженерам удалось снизить выбросы в атмосферу по сравнению с аналогичными современными

на 31%



приборы и системы управления обеспечивает особенно быстрый отклик для электростанции. Через 15 минут, каждый блок может увеличивать или уменьшать объем производства до 500 МВт. Это позволяет компенсировать колебания мощности

возобновляемых источников энергии





Тепловая электростанция **Tuoketuo** (Китай) – является самой крупной станцией в мире. Установленная мощность составляет 6600 МВт.

Станция состоит из 5 энергоблоков, каждый из которых включает в себя 2 блока единичной мощностью 600 МВт. Помимо основного оборудования на станции установлено 2 блока суммарной мощностью 600 МВт для собственных нужд.

Этой станции принадлежит рекорд по строительству энергоисточников. Интервал между строительством двух блоков составил 50 дней.

Электростанция в качестве топлива использует уголь, который добывают примерно в 50 км от нее. Потребность в воде удовлетворяется путем откачки воды с Желтой реки, расположенной в 12 км.

Ежегодно станция производит 33,317 млрд кВт*ч электрической энергии.



Тайчжунская ТЭС, Тайвань Китай

Общая установленная мощность данной станции 5824 МВт. На ТЭС установлено десять энергоблоков по 550 МВт каждый, которые используют в качестве топлива уголь и четыре дополнительных блока по 70 МВт на природном газе. Помимо традиционных источников энергии на станции установлены 22 ветровые турбины суммарной мощностью 44 МВт. Среднегодовая выработка электроэнергии составляет 42 млрд. кВт*ч.

Электростанция потребляет 14,5 миллионов тонн угля в год. Большая часть угля поставляется из Австралии. Из-за потребления такого количества ископаемого топлива данная станция является самым крупным производителем атмосферного диоксида углерода: 36336000 тон CO_2 в год.

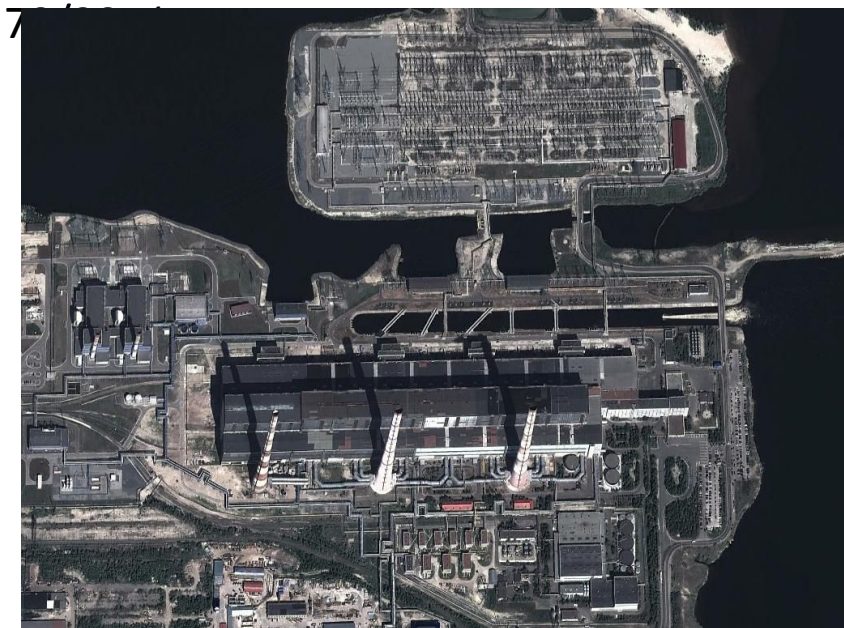


Сургутская ГРЭС-2 – крупнейшая тепловая электростанция в России и третья в мире.

Установленная электрическая мощность Сургутской ГРЭС-2 составляет 5597,1 МВт.

На Сургутской ГРЭС-2 установлено 8 энергоблоков: 6х800 МВт и 2х400 МВт. По первоначальному проекту всего должно было быть введено 8 энергоблоков по 800 МВт, после чего суммарная мощность станции должна была составить 6400 МВт.

ГРЭС работает на попутном нефтяном газе (попутный продукт добычи



Белхатувская ТЭС, Польша. Данная станция является крупнейшей электростанцией в Европе на ископаемом топливе. На сегодняшний день установленная мощность станции составляет 5354 МВт.

Электростанция производит 27-28 млрд кВт*ч электроэнергии в год, или 20% от общего производства электроэнергии в Польше. На станции установлено 13 энергоблоков: 12х370/380 МВт и 1х858 МВт. Станция работает на буром угле, который добывается в непосредственной близости. Общая площадь вместе с карьером по добыче угля составляет 7,5 км².

Как и любая станция, потребляющая уголь в качестве топлива, Белхатувская ТЭС является крупным источником выбросов CO₂ в атмосферный воздух, 37,2 млн тонн в 2013 году. В 2014 году Европейская комиссия присвоила станции статус, как оказывающей наибольшее



FUTTSU CCGT POWER PLANT, Япония

Станция занимает второе место в рейтинге самых мощных электростанций работающих на газу (после Сургутской ГРЭС-2). Установленная мощность составляет 5040 МВт. Это самая мощная электростанция в Японии, которая использует ископаемое топливо.

Станция состоит из четырех блоков: 2х1000 МВт и 2х1520 МВт.



Также к крупнейшим ТЭС мира относятся:

Shoaiba power and desalination plant (CCGT), Саудовская Аравия

Основное топливо – мазут

Установленная электрическая мощность – 5600 МВт

Электростанция и опреснительная установка Shoaiba представляет собой газотурбинный опреснительный комплекс с комбинированным циклом, работающий на жидком топливе, в Саудовской Аравии на побережье Красного моря, примерно в 120 км к югу от Джидды.





university

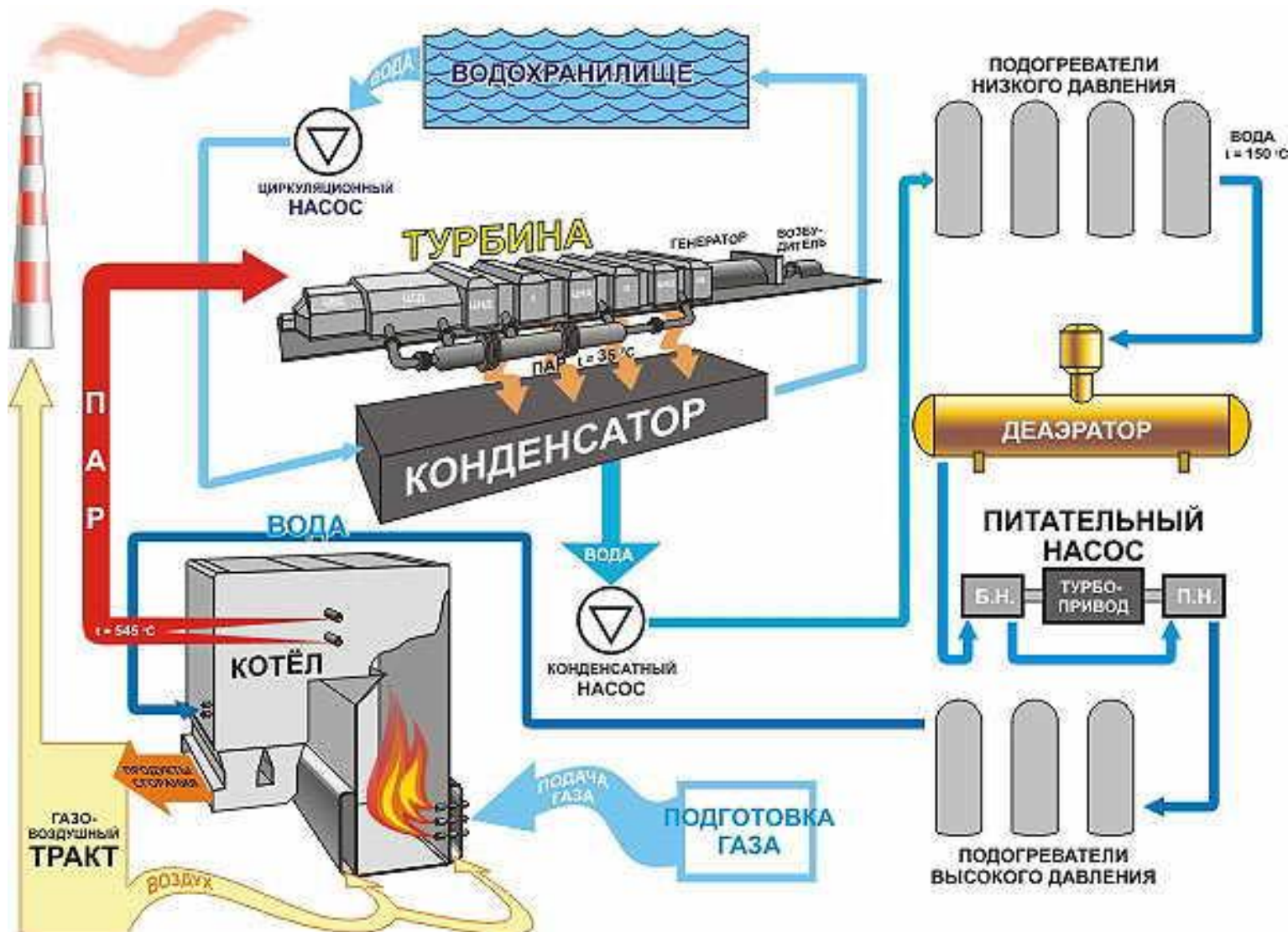
Тюменский
индустриальный
университет

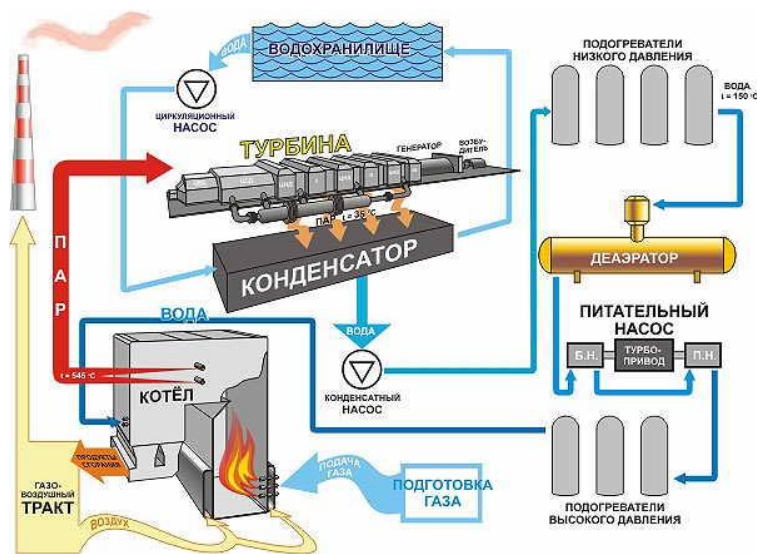
2.2 Схема технологического процесса конденсационных электростанций

Конденсационная электростанция (КЭС) – тепловая электростанция, производящая преимущественно электрическую энергию, своим названием этот тип электростанций обязан особенностям принципа работы.

Исторически некоторые КЭС получили наименование «ГРЭС» – государственная районная электростанция. С течением времени термин «ГРЭС» потерял свой первоначальный смысл («районная») и в современном понимании означает, как правило, КЭС большой мощности (тысячи МВт), работающую в объединённой энергосистеме наряду с другими крупными электростанциями. Однако следует учитывать, что не все станции, имеющие в своём названии аббревиатуру «ГРЭС», являются конденсационными, некоторые из них работают как теплоэлектроцентрали.

Тепловая схема энергоблока Сургутской ГРЭС-2





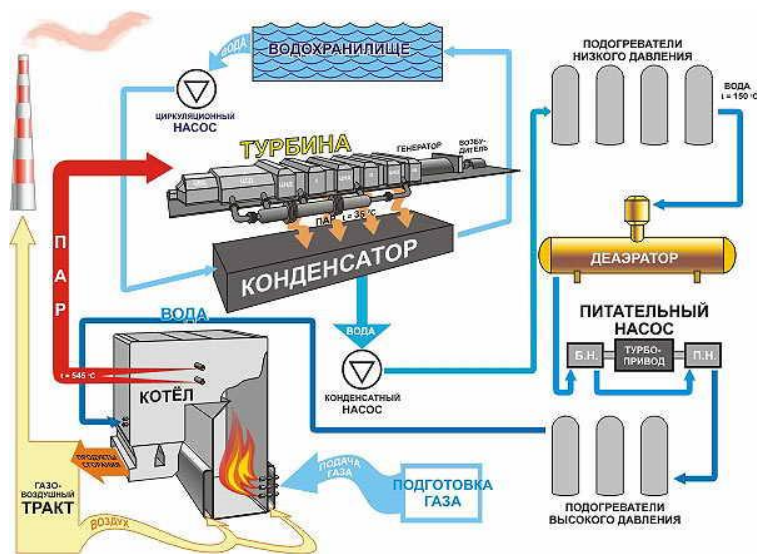
Рассмотрим типичную КЭС, работающую на органическом топливе, не интересуясь пока процессами, происходящими в её оборудовании.

Основным «сырьём» для работы ТЭС является органическое топливо, содержащее запас химической энергии, измеряемый теплотой сгорания $Q_{\text{сг}}$.

Топливо подаётся в котёл, куда также для его сжигания подаётся окислитель – воздух, в котором содержится кислород. Воздух берётся из атмосферы. В зависимости от состава и теплоты сгорания для полного сжигания 1 кг топлива требуется от 10 до 15 кг воздуха и, таким образом, воздух – это тоже природное «сырьё» для производства электроэнергии, для доставки которого в зону горения необходимо иметь мощные высокопроизводительные нагнетатели.

В результате химической реакции сгорания топлива, при которой углерод С топлива превращается в оксиды CO_2 и CO , водород H_2 – в пары воды H_2O , сера S – в оксиды SO_2 и SO_3 и т.д., образуются продукты сгорания топлива – смесь различных газов высокой температуры. Именно тепловая энергия продуктов сгорания топлива является источником электроэнергии, вырабатываемой

СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС

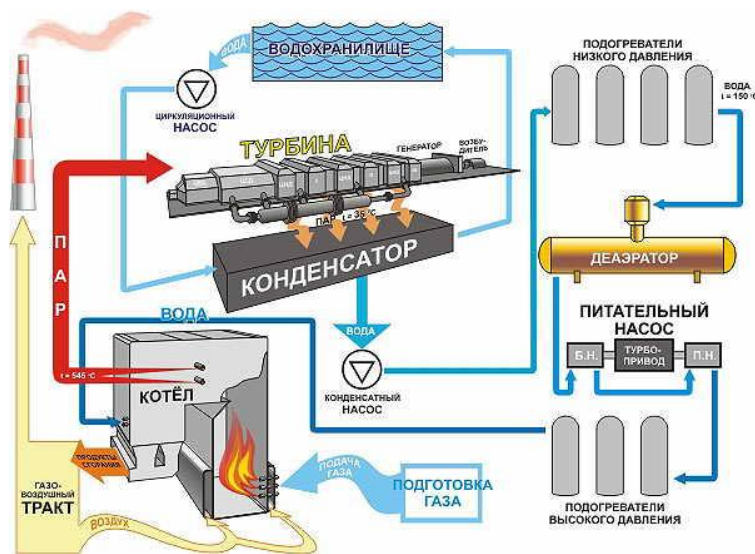


Часть тепловой энергии, оставшаяся внутри котла и переданная воде, обеспечивает образование пара высоких начальных параметров. Этот пар направляется в паровую турбину.

На выходе из турбины с помощью аппарата, который называется конденсатором, поддерживается глубокий вакуум: давление за паровой турбиной составляет 3 – 8 кПа. Поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору, где давление мало, и расширяется. Именно расширение пара и обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу.

Паровая турбина устроена так, что энергия расширения пара преобразуется в ней во вращение ротора. Ротор турбины связан с ротором электрогенератора, в обмотках статора которого генерируется электрическая энергия, представляющая собой конечный полезный продукт функционирования ТЭС.

СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС

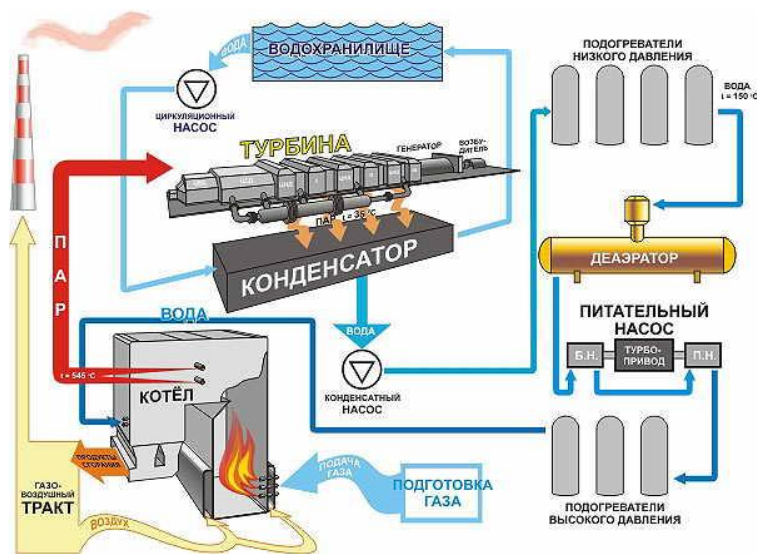


Для работы конденсатора, который не только обеспечивает низкое давление за турбиной, но и заставляет пар конденсироваться (превращаясь в воду), требуется большое количество холодной воды. Холодная вода является третьим видом «сырья», поставляемого на ТЭС и для её функционирования не менее важна, чем топливо.

Поэтому ТЭС строят либо вблизи имеющих природные источники воды (река, море), либо строят искусственные источники (пруд-охладитель, воздушные башенные охладители и др.).



СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС



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

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

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

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

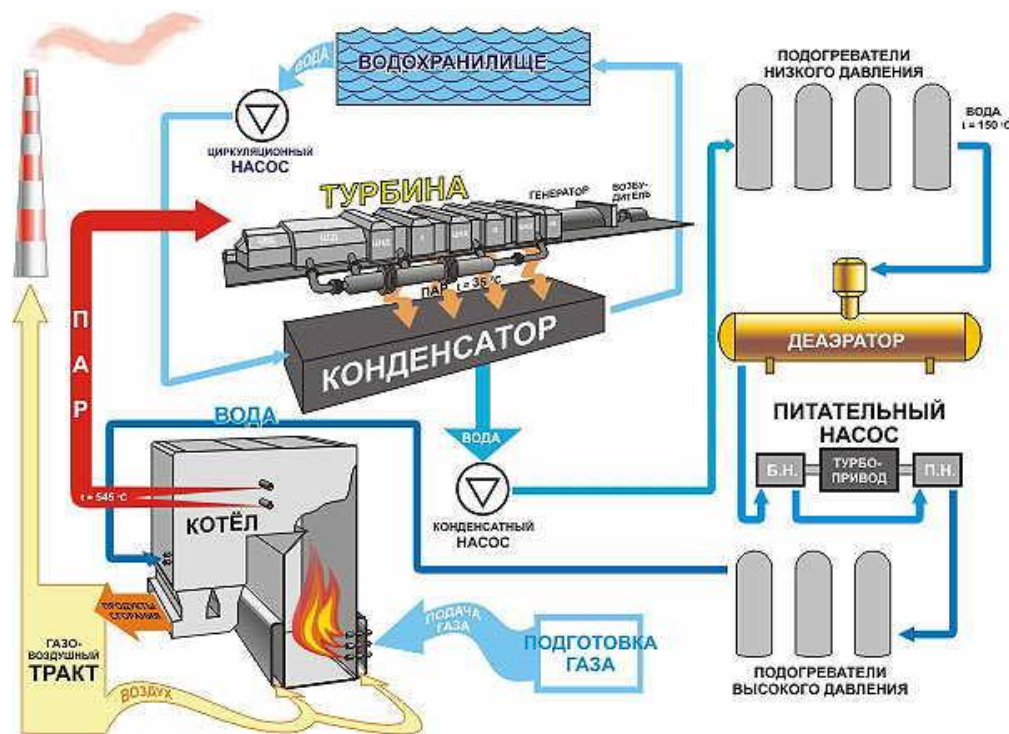
Например, всего один энергоблок мощностью 300 МВт за 1 с использует 10 м³ охлаждающей воды. Для его работы требуется расход воды, примерно равный среднегодовому расходу Москва-реки в черте города. Для работы насосов, обслуживающий этот энергоблок, требуется электродвигатель мощностью 2,5 МВт.

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

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

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

СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС



Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных элемента:

- энергетический котёл;
- турбоагрегат;
- конденсатор;
- питательный насос.

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

Рисунок А.4.2.1: Компоновка S109FA на Сургутской ГРЭС-2

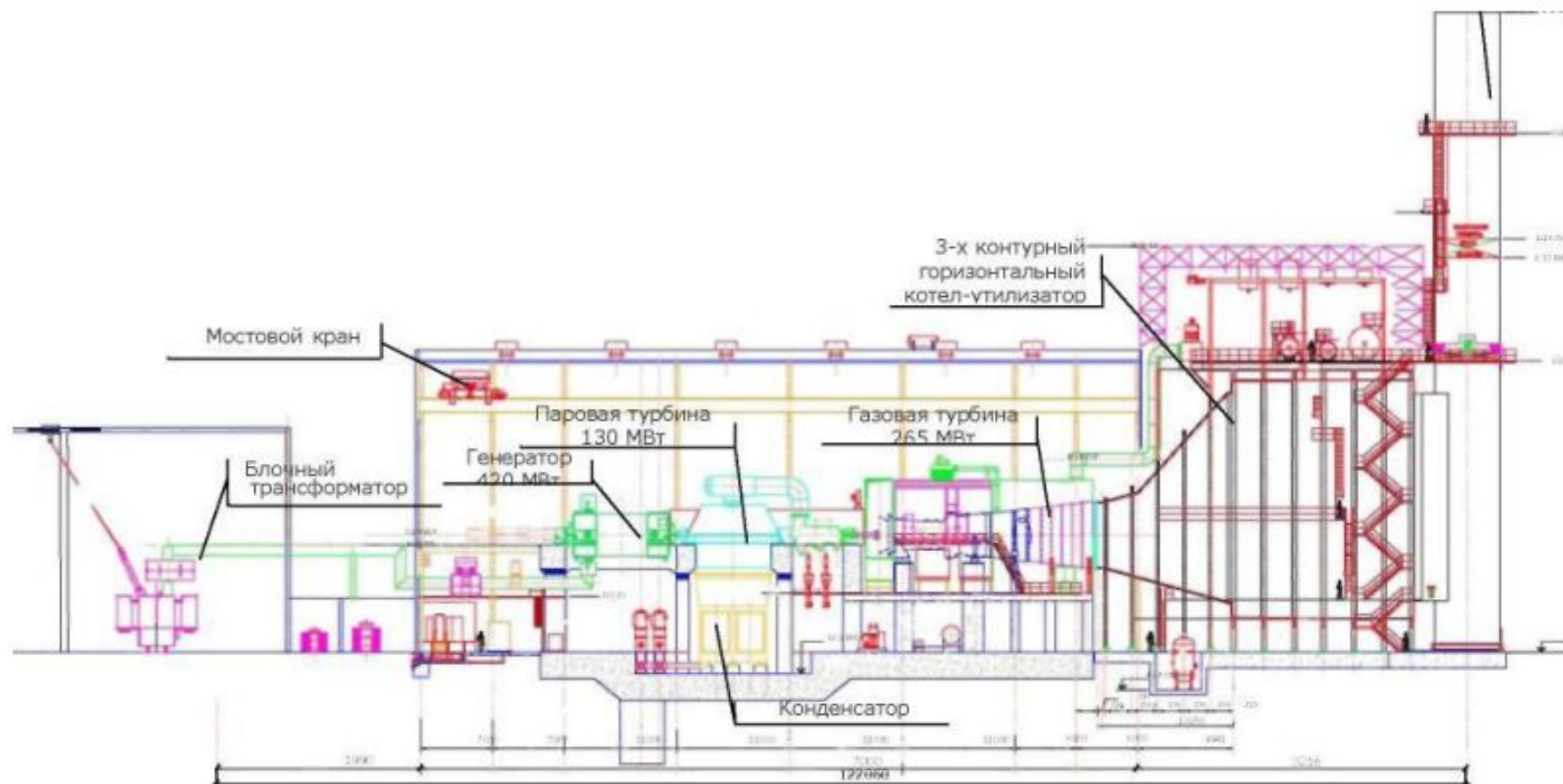


Рисунок А.4.2.2: Тепловая схема S109FA на Сургутской ГРЭС-2

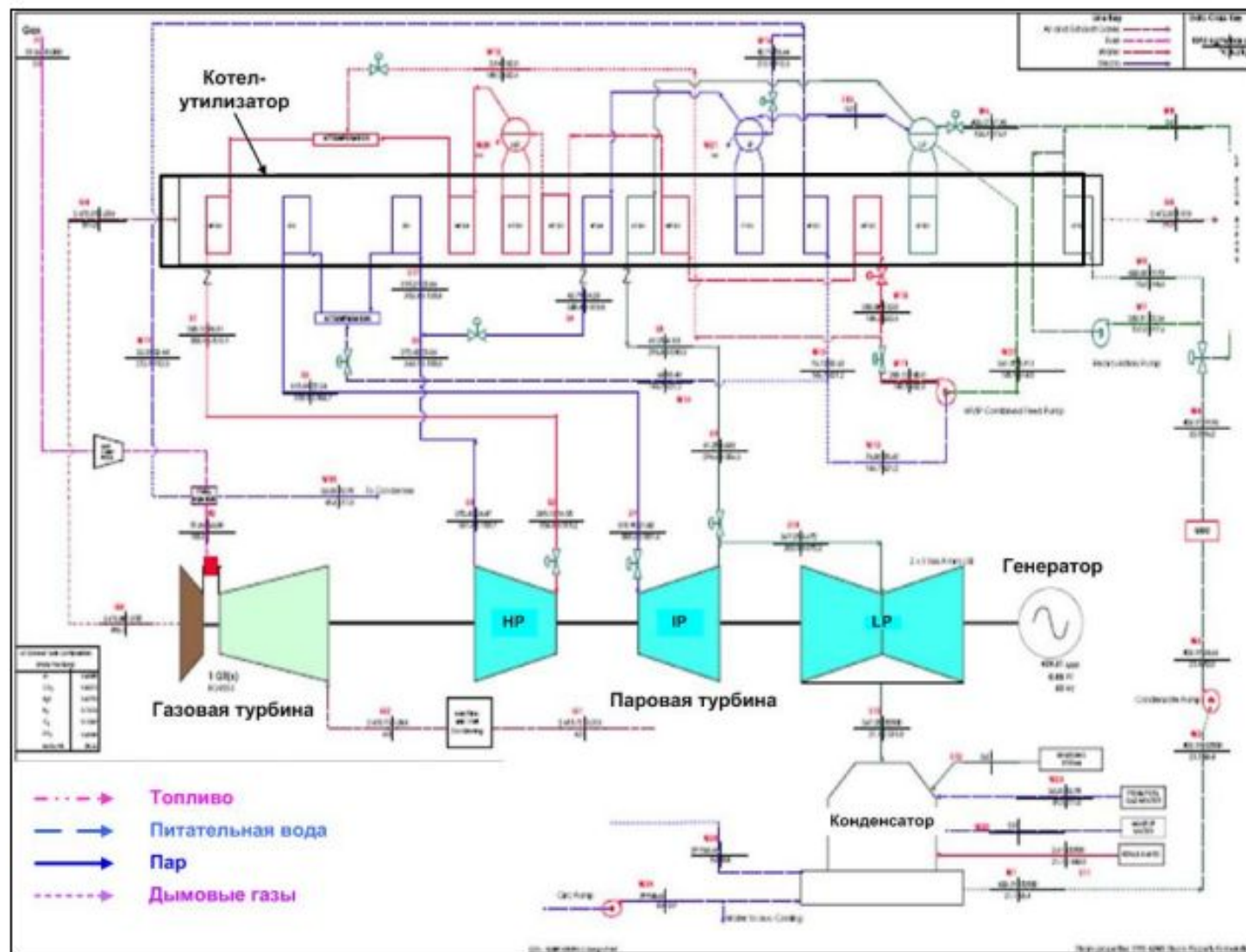
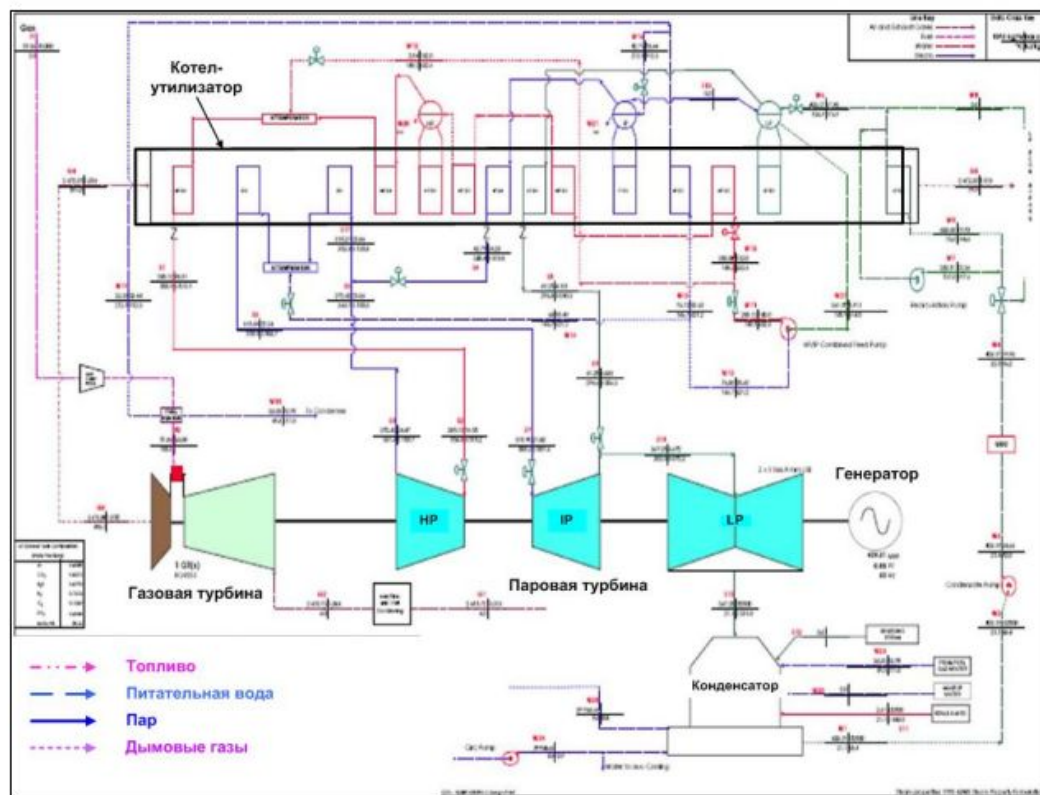
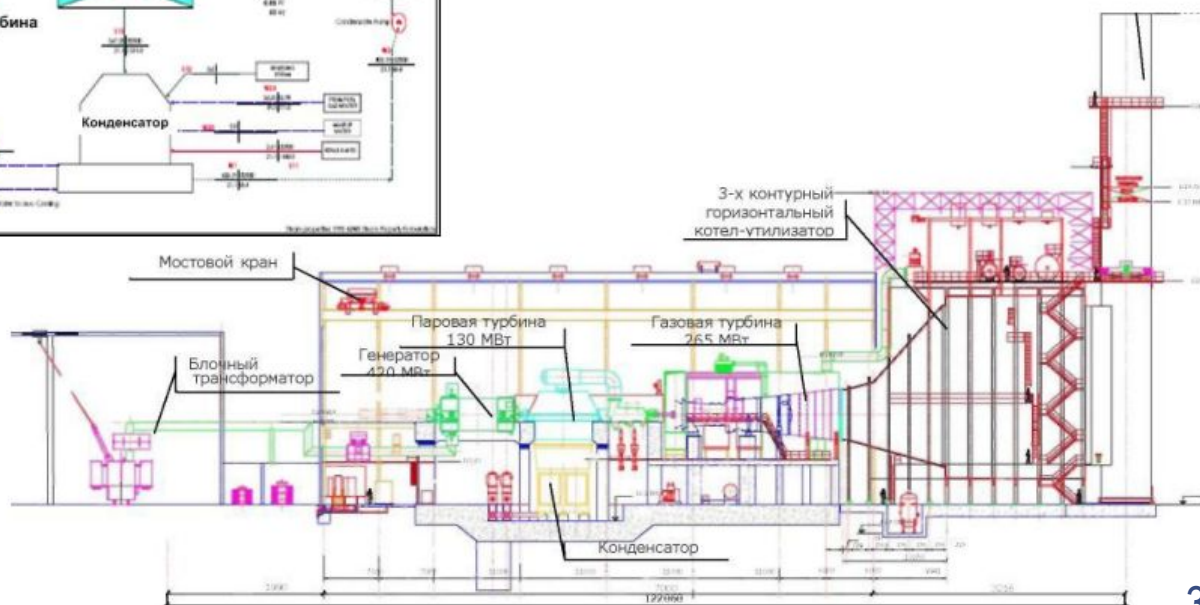


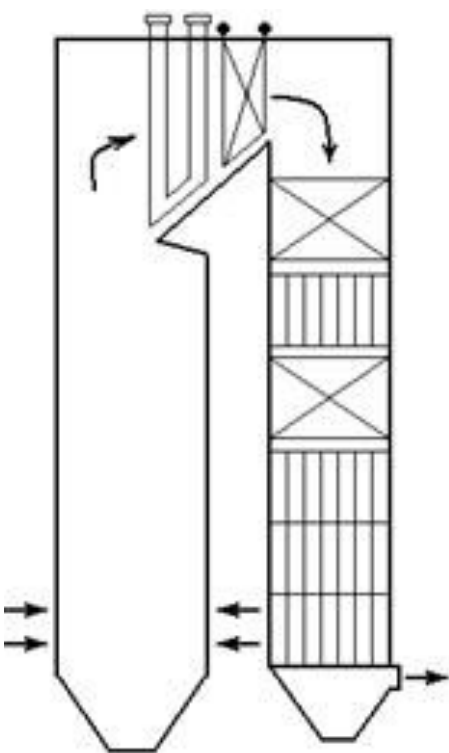
СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС

Рисунок А.4.2.2: Тепловая схема S109FA на Сургутской ГРЭС-2



S109FA на Сургутской ГРЭС-2



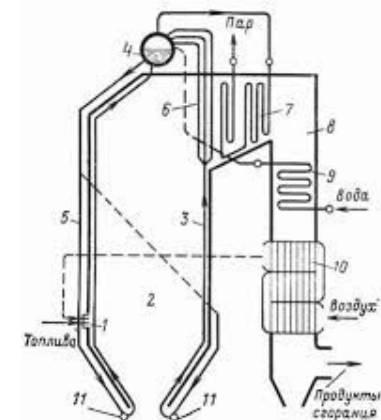


Стены топки облицованы экранами – трубами, к которым подаётся питательная вода из экономайзера.

На рисунке изображён так называемый *прямоточный котёл*, в экранах которого питательная вода, проходя трубную систему котла только 1 раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар.

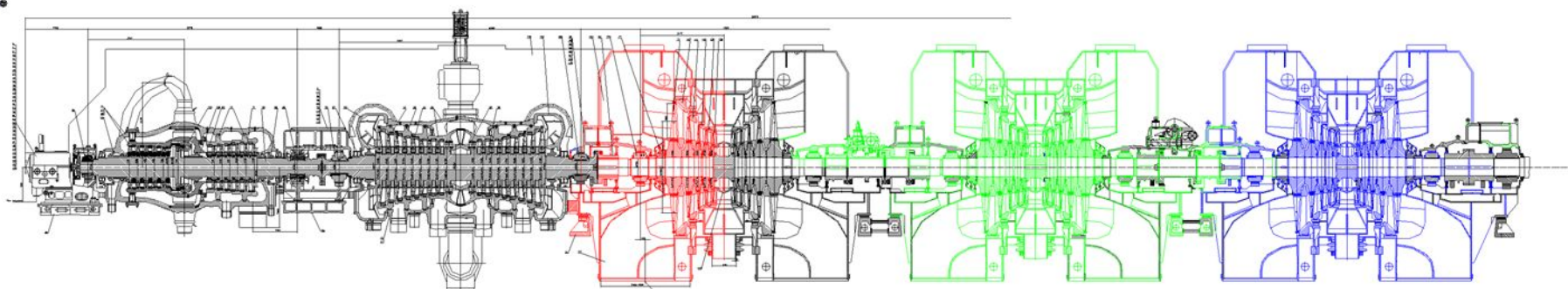
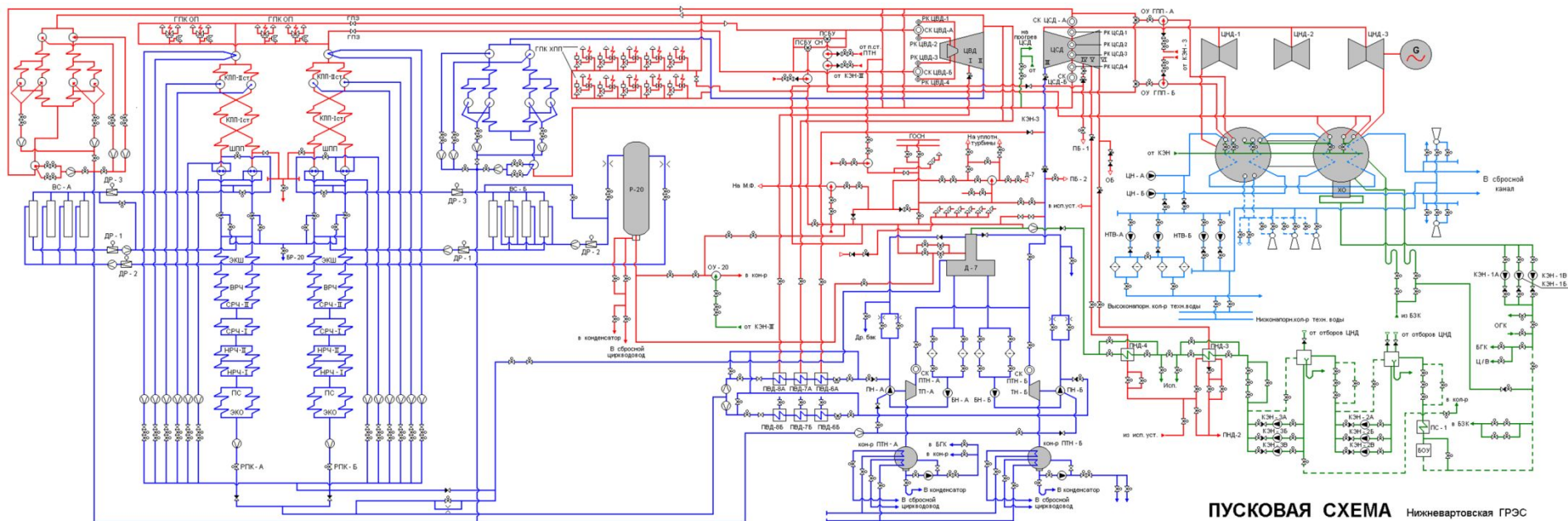
Широкое распространение получили *барабанные котлы*, в экранах которых осуществляется многократная циркуляция питательной воды, а отделение пара от котловой воды происходит в барабане.

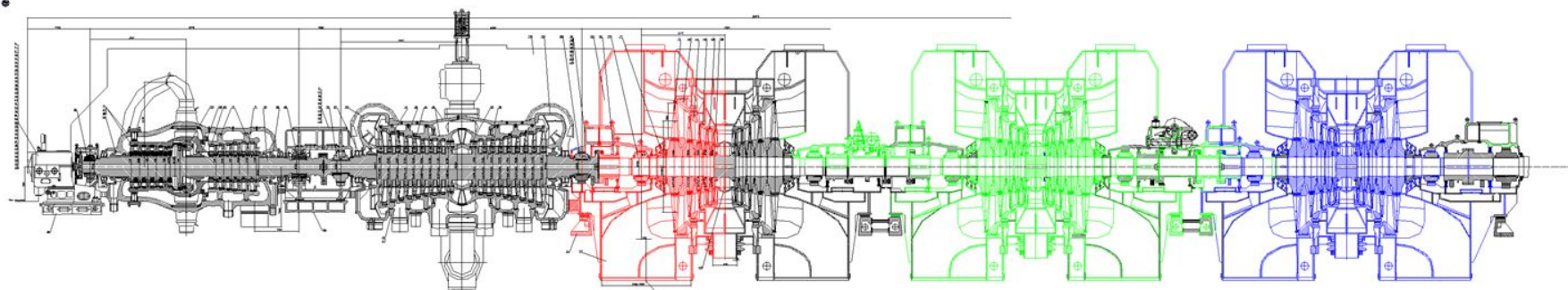
Пространство за топкой котла достаточно густо заполнено трубами, внутри которых движется пар или вода. Снаружи эти трубы омываются горячими дымовыми газами, постепенно остывающими при движении к дымовой трубе.



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

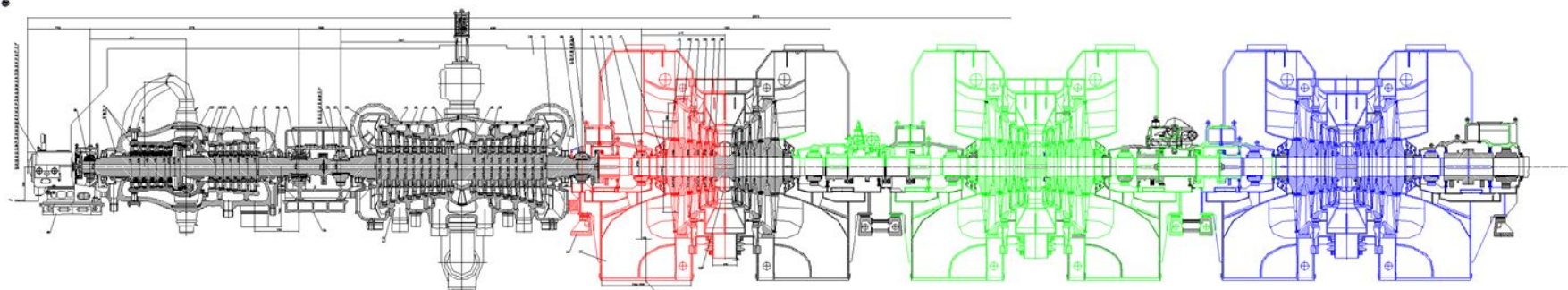
СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС





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

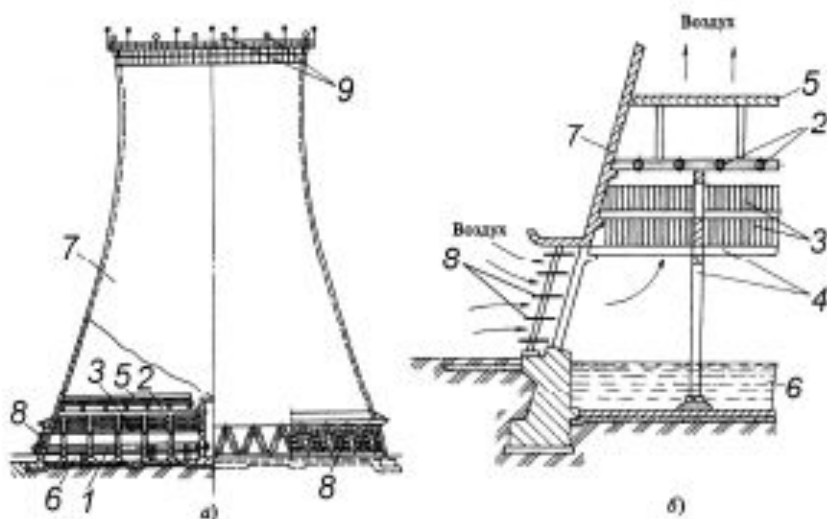
К первому цилиндру – *цилиндру высокого давления* (ЦВД) пар подводится прямо из котла, и поэтому он имеет высокие параметры (для турбин сверхкритического давления (СКД) – 23,5 МПа, 540 °С, т.е. 240 атм/540 °С). На выходе из ЦВД давление пара составляет 3 – 3,5 МПа (30 – 35 ат), а его температура составляет 300 – 340 °С. Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше от этих параметров до давления в конденсаторе, то он стал бы настолько влажным, что длительная работа турбины была бы невозможна из-за эрозионного износа его деталей в последнем цилиндре. Поэтому из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котёл в так называемый промежуточный пароперегреватель. В нём пар попадает снова под воздействие горячих газов котла, его температура



Полученный пар направляется в цилиндр среднего давления (ЦСД).

После расширения в ЦСД до давления 0,2 – 0,3 МПа (2 – 3 ат) пар поступает в один или несколько одинаковых цилиндров низкого давления (ЦНД).

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



а – разрез градирни (слева) и фасад (справа); б – элемент градирни крупный планом
 1 – подводящие трубопроводы; 2 – водораспределительные трубопроводы с разбрызгивающими соплами; 3 – щиты оросительного устройства плёночного типа; 4 – каркас оросителя; 5 – водоуловитель; 6 – водосборный бассейн; 7 – вытяжная железобетонная башня; 8 – воздухонаправляющие щиты; 9 – сигнальные огни

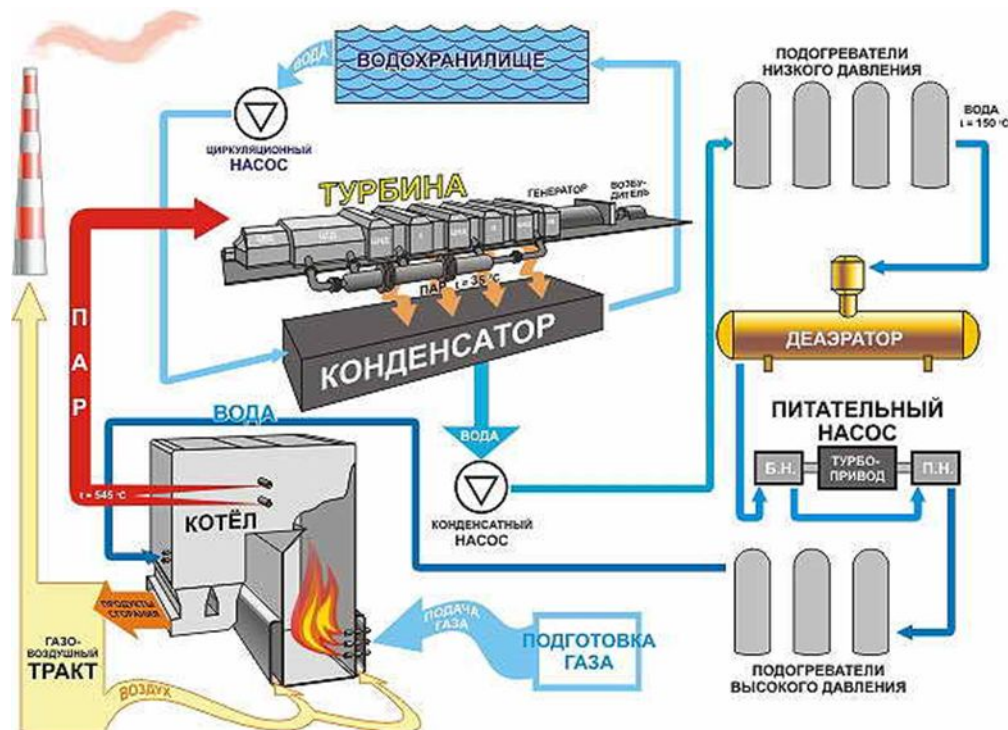
Градирня – это железобетонная пустотелая вытяжная башня высотой до 150 м и выходным диаметром 40 – 70 м, которая создаёт самотягу для воздуха, поступающего снизу через воздухонаправляющие щиты.

Внутри градирни на высоте 10 – 20 м устанавливаются оросительное (разбрызгивающее) устройство. Воздух, движущийся вверх, заставляет часть капель (примерно 1,5 – 2%) испаряться, за счёт чего охлаждается вода, поступающая из конденсатора и нагретая в нём.

Охлаждённая вода собирается внизу в бассейне, перетекает в аванкамеру, и оттуда циркуляционным насосом она подаётся в конденсатор.

Наряду с обратным, используют прямоточное водоснабжение, при котором охлаждающая вода поступает в конденсатор из реки и сбрасывается в неё ниже по течению.

СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КЭС



Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз. Образующийся конденсат конденсатным насосом подаётся через группу регенеративных *подогревателей низкого давления* (ПНД) в деаэрактор.

В ПНД температура конденсата повышается за счёт теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции.

В деаэракторе происходит деаэрация – удаление из конденсата растворённых в нём газов, нарушающих работу котла.

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

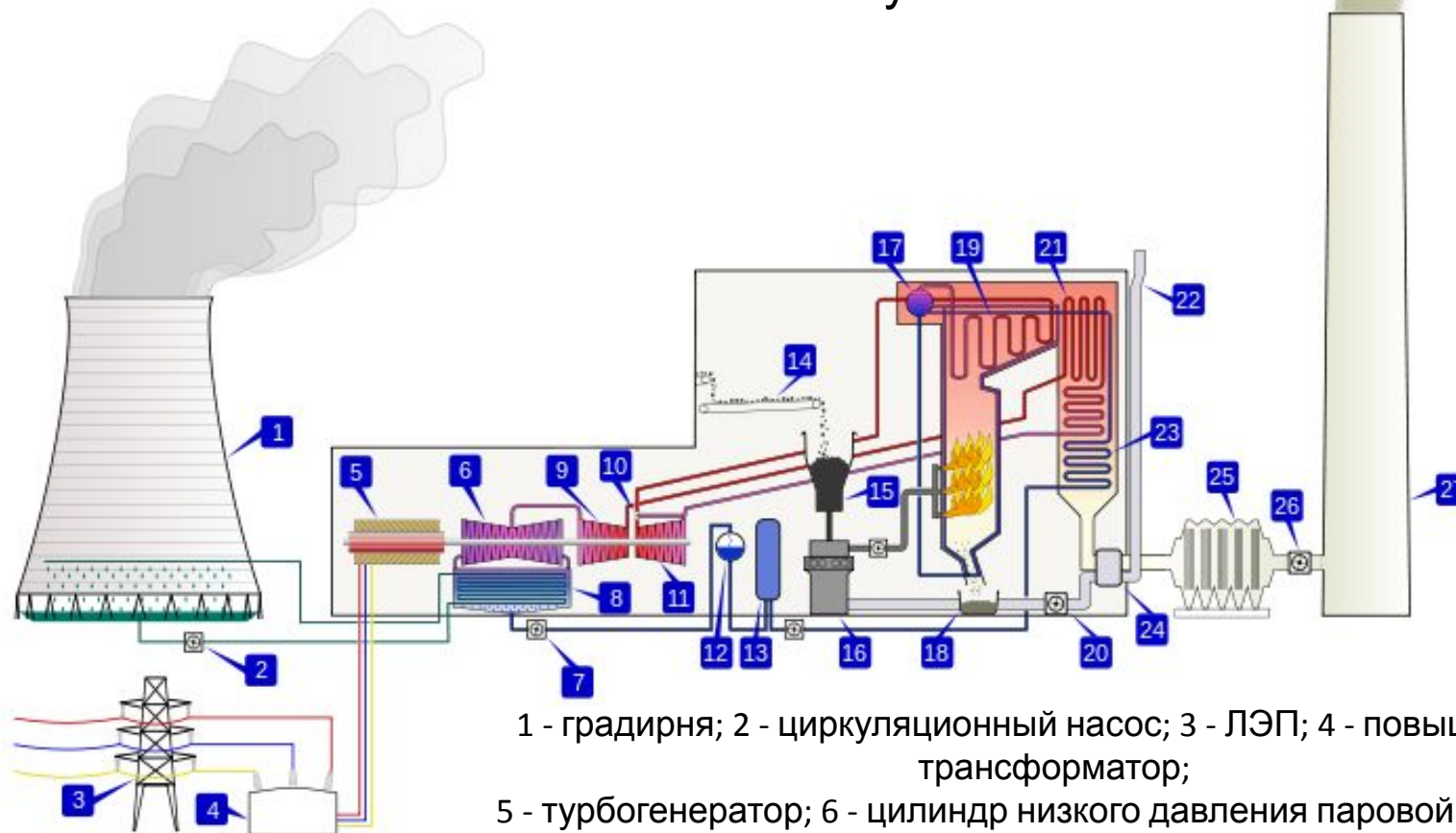
Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД – это основной и очень выгодный способ повышения КПД ТЭС.

Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определённую мощность, а поступив в регенеративный подогреватель, передал своё тепло конденсации питательной воде (а не охлаждающей!), повысив её температуру и тем самым сэкономяв расход топлива в котле.

Температура питательной воды котла за ПВД, т.е. перед поступлением в котёл, составляет в зависимости от начальных параметров 240 – 280 °С.

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

Тепловая схема угольной ГРЭС



- 1 - градирня; 2 - циркуляционный насос; 3 - ЛЭП; 4 - повышающий трансформатор;
- 5 - турбогенератор; 6 - цилиндр низкого давления паровой турбины;
- 7 - конденсатный насос; 8 - поверхностный конденсатор; 9 - цилиндр среднего давления паровой турбины; 10 - стопорный клапан; 11 - цилиндр высокого давления паровой турбины; 12 - деаэратор; 13 - регенеративный подогреватель;
- 14 - транспортёр топливоподдачи; 15 - бункер угля; 16 - мельница угля;
- 17 - барабан котла; 18 - система шлакоудаления; 19 - пароперегреватель;
- 20 - дутьевой вентилятор; 21 - промежуточный пароперегреватель;
- 22 - воздухозаборник; 23 - экономайзер; 24 - регенеративный воздухоподогреватель;

Топливное хозяйство имеет различный состав в зависимости от основного топлива, на которое рассчитана КЭС.

Для угольных КЭС в топливное хозяйство входят:

- размораживающее устройство (т. н. «тепляк», или «сарай») для оттаивания угля в открытых полувагонах;
- разгрузочное устройство (как правило, вагоноопрокидыватель);
- угольный склад, обслуживаемый краном-грейфером или специальной перегрузочной машиной;
- дробильная установка для предварительного измельчения угля;
- конвейеры для перемещения угля;
- системы аспирации, блокировки и другие вспомогательные системы;
- система пылеприготовления, включая шаровые, валковые, или молотковые углеразмольные мельницы.

Угольный склад рассчитывается на 7-30 дней непрерывной работы КЭС. Часть устройств топливоподачи резервируется.

Топливное хозяйство КЭС на природном газе наиболее просто: в него входит газораспределительный пункт и газопроводы.

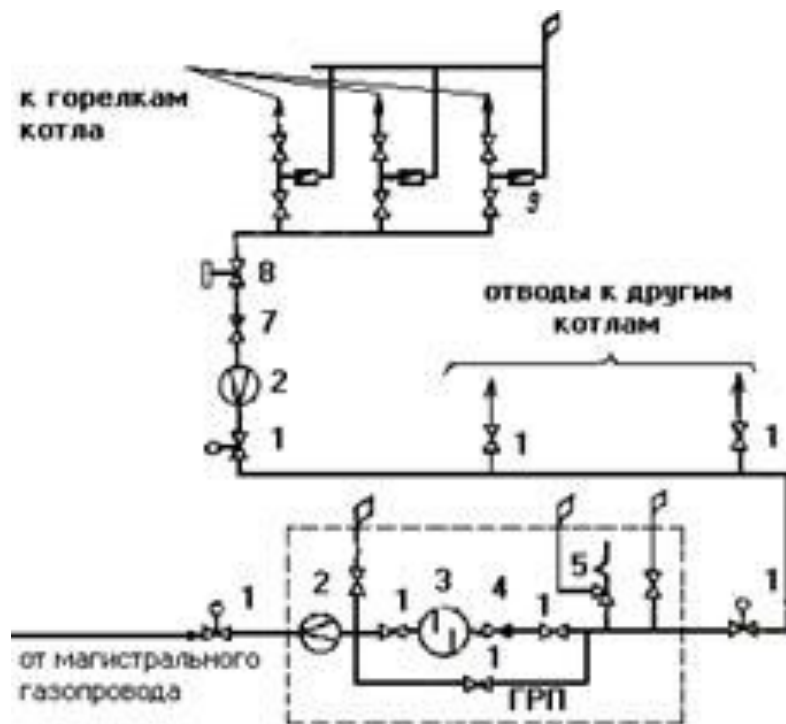


Схема газового хозяйства ТЭС:

1 – запорная задвижка, 2 – расходомер, 3 – фильтр, 4 – регулятор давления, 5 – предохранительный клапан, 6 – байпасная линия, 7 – регулятор расхода газа; 8 – импульсный отсечный быстродействующий клапан, 9 – пробковый кран.

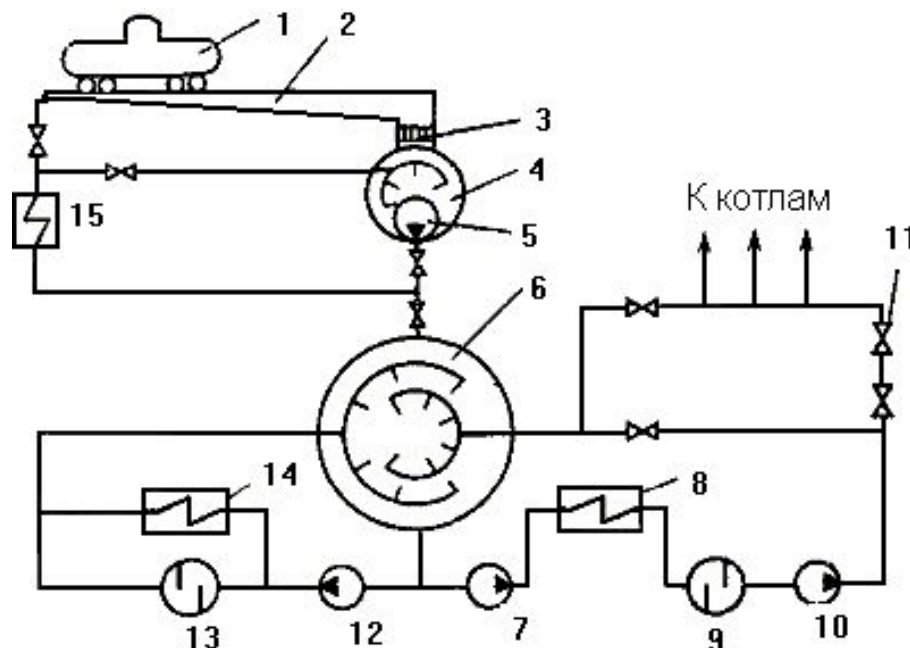
Топливное хозяйство КЭС на природном газе наиболее просто: в него входит газораспределительный пункт и газопроводы.

Однако на таких электростанциях в качестве резервного или сезонного источника используется мазут, поэтому устраивается и мазутное хозяйство.

Мазутное хозяйство сооружается и на угольных электростанциях, где мазут применяется для растопки котлов.

В мазутное хозяйство входят:

- приемно-сливное устройство;
- мазутохранилище со стальными или железобетонными резервуарами;
- мазутная насосная станция с подогревателями и фильтрами мазута;
- трубопроводы с запорно-регулирующей арматурой;
- противопожарная и другие вспомогательные системы.



Принципиальная схема мазутного хозяйства тепловой электростанции:

- 1 – цистерна; 2 – лоток приемно-сливного устройства; 3 – фильтр-сетка;
4 – приемный резервуар; 5 – перекачивающий насос погружного типа;
6 – основной резервуар; 7 – насос первого подъема; 8 – основной подогреватель мазута; 9 – фильтр тонкой очистки мазута; 10 – насос второго подъема;
11 – регулирующий клапан подачи мазута к горелкам; 12 – насос рециркуляции; 13 – фильтр очистки резервуара; 14 – подогреватель мазута на рециркуляцию основного резервуара; 15 – подогреватель мазута на



university

Тюменский
индустриальный
университет

2.3 Схема технологического процесса теплоэлектростанций

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) — разновидность тепловой электростанции, которая производит не только электроэнергию, но и является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды, в том числе и для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов).



ТЭЦ конструктивно устроена как КЭС. Главное отличие ТЭЦ от КЭС состоит в возможности отобрать часть тепловой энергии пара, после того, как он выработает электрическую энергию. В зависимости от вида паровой турбины, существуют различные отборы пара, которые позволяют забирать из нее пар с разными параметрами.

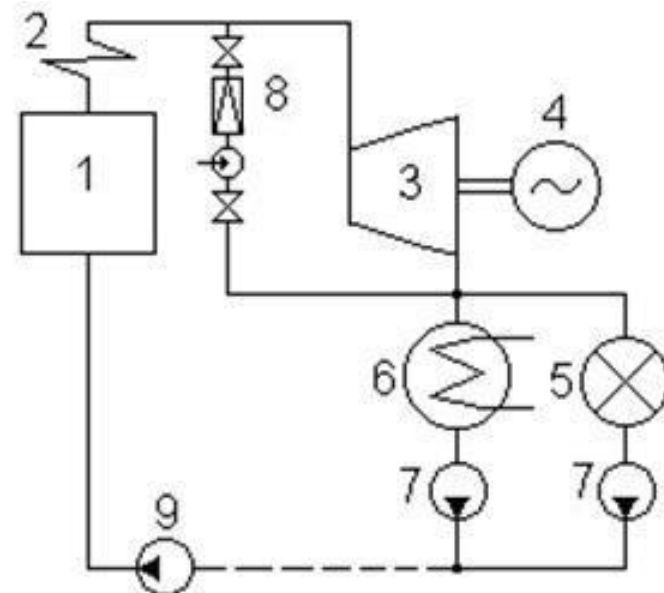
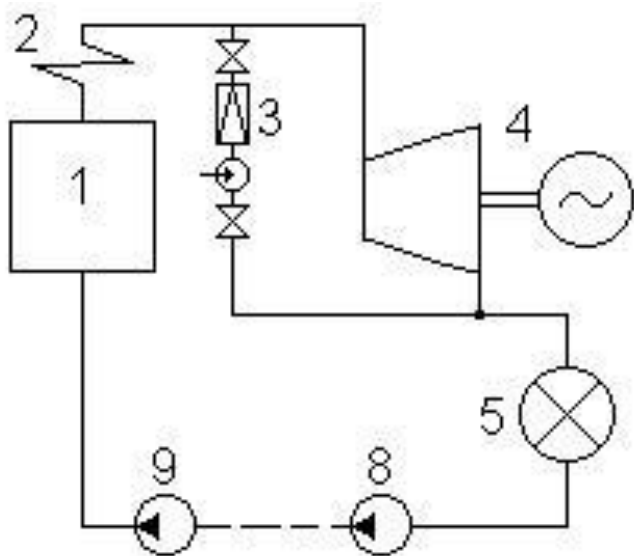
Турбины ТЭЦ позволяют регулировать количество отбираемого пара. Отобранный пар конденсируется в сетевых подогревателях и передает свою энергию сетевой воде, которая направляется на пиковые водогрейные котельные и тепловые пункты.

На ТЭЦ есть возможность перекрывать тепловые отборы пара, в этом случае ТЭЦ становится обычной КЭС. Это дает возможность работать ТЭЦ по двум графикам нагрузки:

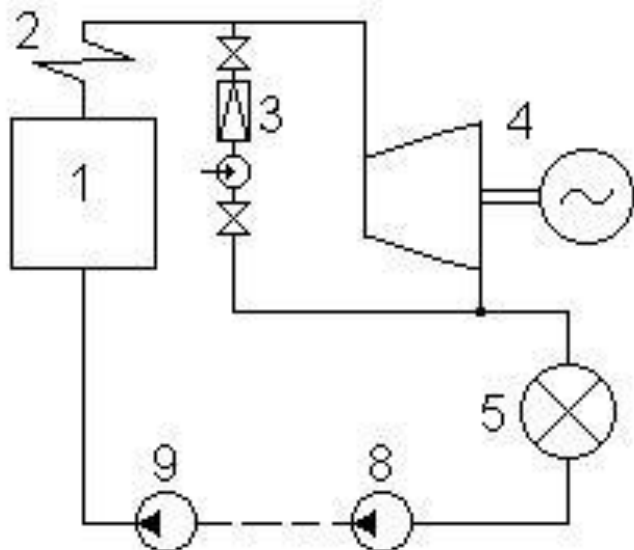
- тепловому – электрическая нагрузка жёстко зависит от тепловой нагрузки (тепловая нагрузка – приоритет)
- электрическому – электрическая нагрузка не зависит от тепловой, либо тепловая нагрузка вовсе отсутствует (приоритет – электрическая нагрузка).

Совмещение функций генерации тепла и электроэнергии (когенерация) выгодно, так как оставшееся тепло, которое не участвует в работе на КЭС, используется в отоплении. Это повышает расчетный КПД в целом (80 % у ТЭЦ и 30 % у КЭС), но не говорит об экономичности ТЭЦ. Основными же показателями экономичности являются: удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и КПД цикла КЭС.

Теплоэлектроцентрали могут иметь турбины с противодавлением или конденсационные с регулируемыми отборами пара

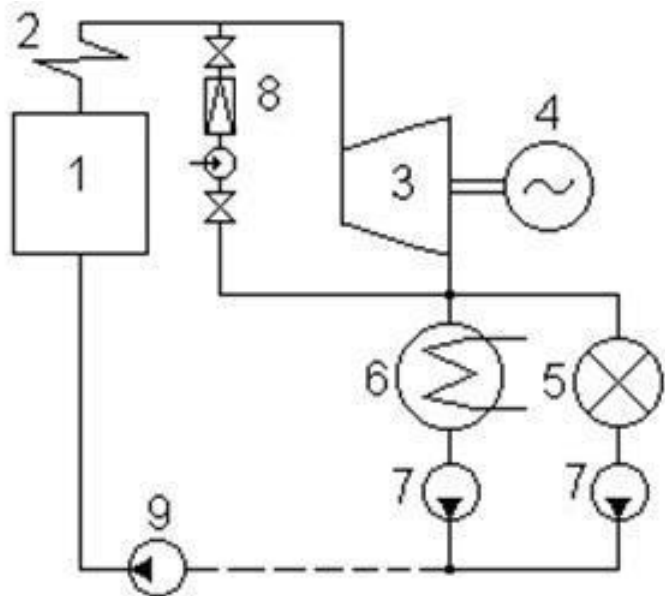


1 – паровой котел; 2 – пароперегреватель; 3 – редуциционно
охлаждающее устройство (РОУ); 4 – турбогенератор; 5 – тепловой
потребитель;
8 – обратный конденсатный насос; 9 – питательный насос



В схемах с турбинами с противодавлением (типа Р) весь отработавший пар подается тепловому потребителю, поэтому существует прямая зависимость между вырабатываемой электрической энергией и расходом этого пара.

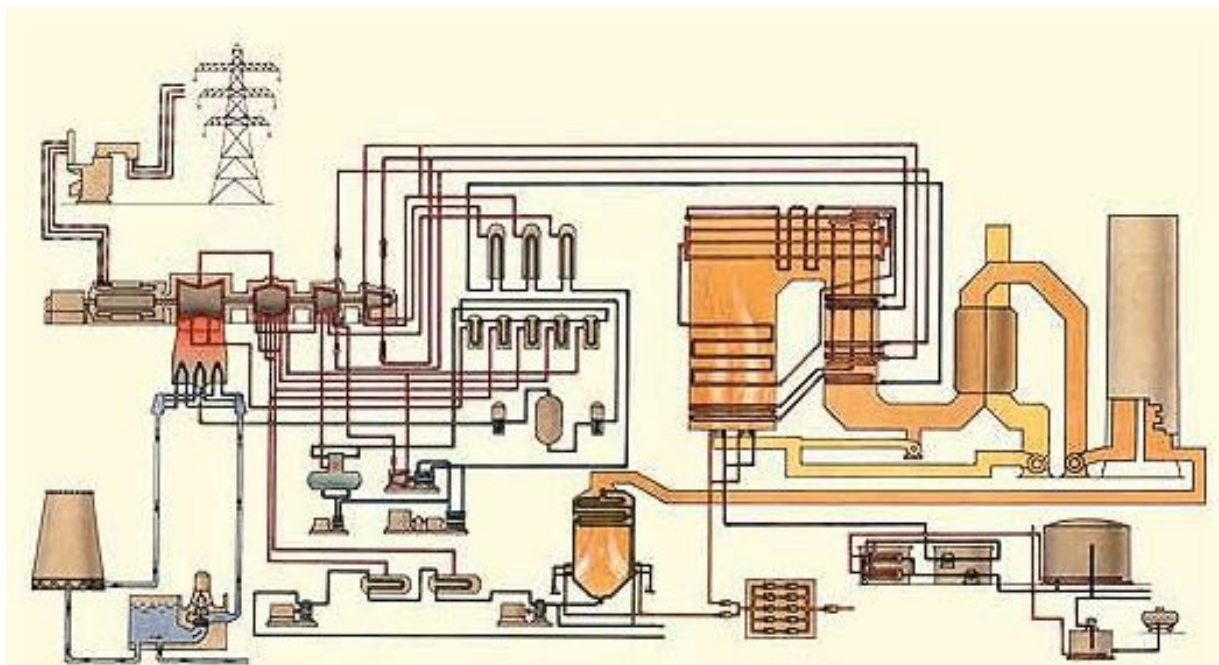
При пониженных электрических нагрузках часть пара необходимо пропускать помимо турбины через РОУ; при высоких электрических нагрузках и небольшой потребности в паре у теплового потребителя недостающая электроэнергия должна вырабатываться на электростанциях с турбинами конденсационного типа. Таким образом, установка будет использоваться достаточно эффективно только в том случае, если она рассчитана на ту часть тепловой нагрузки, которая сохраняется в течение большей части года. Давление пара за турбиной должно быть выбрано таким, какое требуется потребителю.

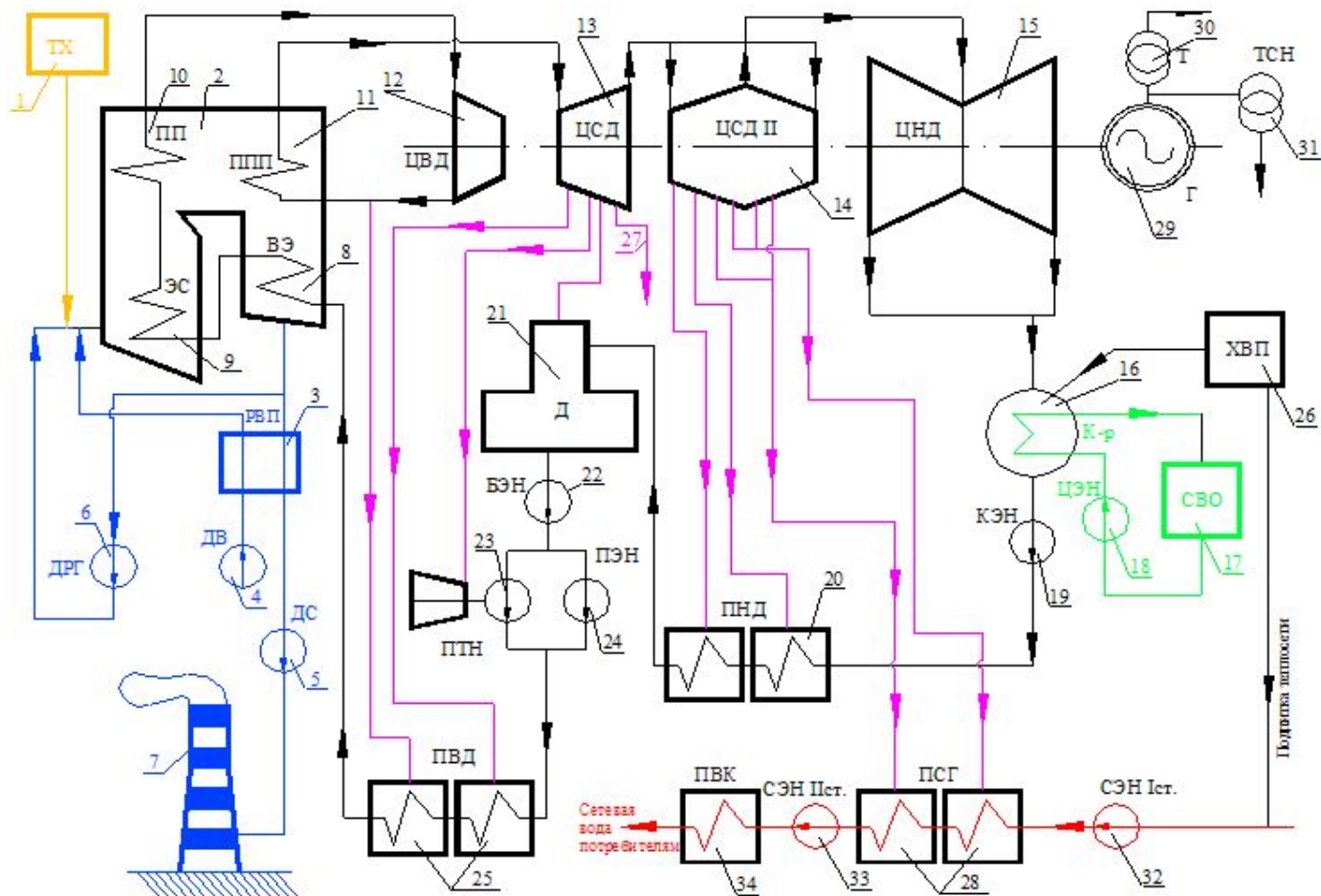


На установках с турбинами, имеющими регулируемые отборы, выработка электрической энергии и отпуск теплоты могут изменяться в достаточно широких пределах независимо друг от друга. При этом полная номинальная электрическая мощность, если это требуется, может быть достигнута в отсутствие тепловой нагрузки.

Турбины такого типа имеют обычно один, два или даже три регулируемых отбора. При одном регулируемом отборе отводимый от турбины пар может поступать на производственные нужды (турбины типа П) или на теплофикацию (турбины типа Т). При двух регулируемых отборах либо оба отбора являются теплофикационными (турбины типа Т), либо один из них является производственным, а другой – теплофикационным (турбины типа ПТ). Имеются также установки с одним производственным и двумя теплофикационными отборами.

Рабочие процессы пара в турбинах с противодавлением или регулируемы отборами качественно не отличаются от процессов в турбинах КЭС. Начальные параметры пара при таких установках принимаются обычно такими же, что и на конденсационных, но если на КЭС при начальном давлении 12,7 МПа всегда применяется цикл с промежуточным перегревом пара, то на ТЭЦ такой цикл при этом значении p_0 применен только на установках мощностью 180 МВт и при более высоком давлении $p_0 = 23,5$ МПа на установках мощностью 250 МВт.





- 1 - Топливное хозяйство (ТХ); 2 - Паровой котел (ПК); 3 - Регенерационный воздухоподогреватель (РВП); 4 - Дутьевой вентилятор (ДВ); 5 - Дымосос (ДС); 6 - Дымосос рециркуляции дымовых газов (ДРГ); 7 - Дымовая труба; 8 - Водный экономайзер (ВЭ);
- 9 - Экранная система котла (ЭС); 10 - Пароперегреватель (ПП); 11 - Промежуточный пароперегреватель (ППП); 12 - Цилиндр высокого давления (ЦВД); 13 - Цилиндр среднего давления (ЦСД); 14 - Цилиндр среднего давления (ЦСД II); 15 - Цилиндр низкого давления (ЦНД); 16 - Конденсатор (К); 17 - Система водоохлаждения (СВО); 18 - Циркуляционные электрические насосы (ЦЭН);
- 19 - Конденсатный электрический насос (КЭН); 20 - Подогреватели низкого давления (ПНД); 21 - Деаэратор (Д); 22 - Бустерные электрические насосы (БЭН); 23 - Питательный турбонасос (ПТН); 24 - Питательный электрический насос (ПЭН);
- 25 - Подогреватели высокого давления (ПВД); 26 - Химическая водоподготовка (ХВП); 27 - Пар на общестанционный коллектор собственных нужд; 28 - Подогреватели сетевые горизонтальные (ПСК); 29 - Генератор (Г); 30 - Блочный

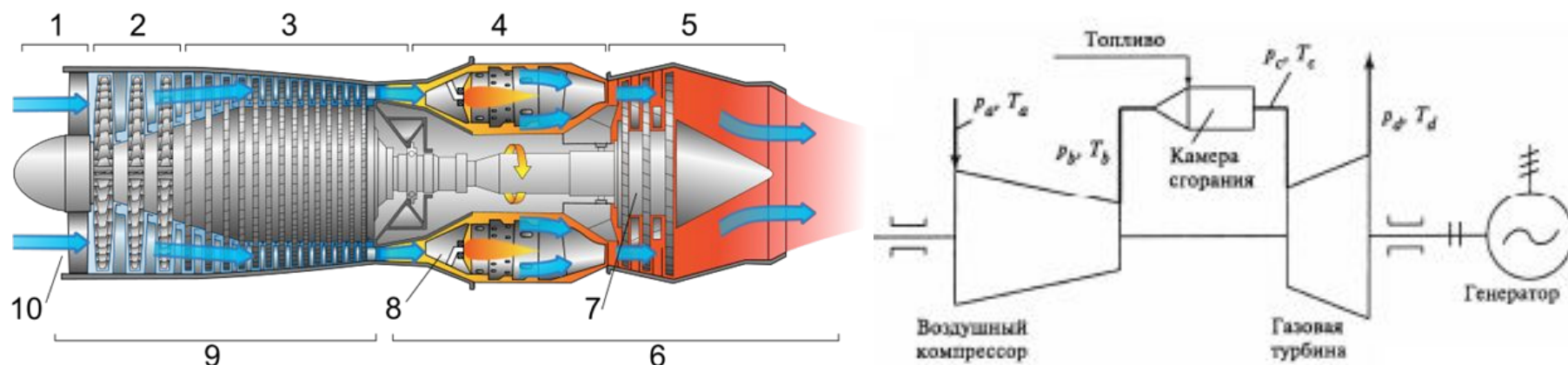


university

Тюменский
индустриальный
университет

2.4 Схема технологического процесса ТЭС с газотурбинными установками

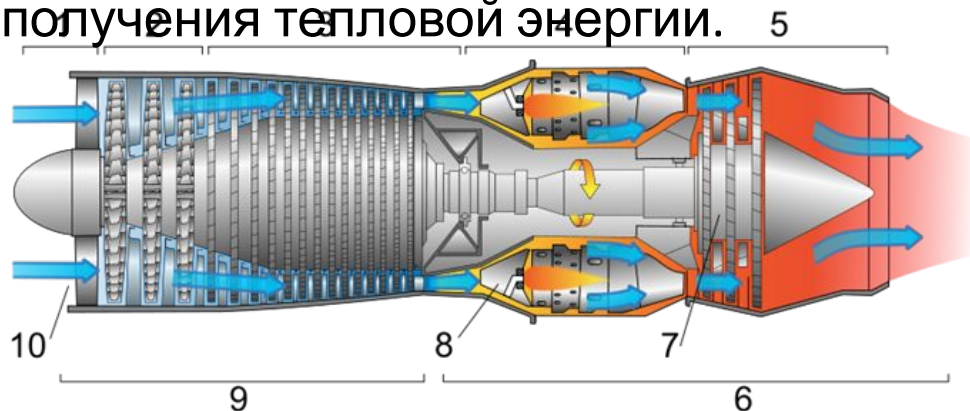
Газовая турбина – тепловой двигатель непрерывного действия, в лопаточном аппарате которого энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу на валу. Первые газовые турбины появились в конце 19 в. как часть газотурбинного двигателя и по конструктивному выполнению были близки к паровой турбине.



Традиционная современная газотурбинная установка (ГТУ) – это совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих её работу. Совокупность ГТУ и электрического генератора называют газотурбинным агрегатом.

В газотурбинных установках (ГТУ) многоступенчатый компрессор сжимает атмосферный воздух, и подает его под высоким давлением в камеру сгорания. В камеру сгорания ГТУ подаётся и определенное количество топлива. При столкновении на высокой скорости топливо и воздух воспламеняются. Топливовоздушная смесь сгорает, выделяя большое количество энергии. Затем, энергия газообразных продуктов сгорания преобразуется в механическую работу за счёт вращения струями раскаленного газа лопаток турбины.

Некоторая часть полученной энергии расходуется на сжатие воздуха в компрессоре. Остальная часть работы передаётся на электрический генератор. Работа, потребляемая этим агрегатом, является полезной работой ГТУ. Отработавшие газы направляются в утилизатор для получения тепловой энергии.

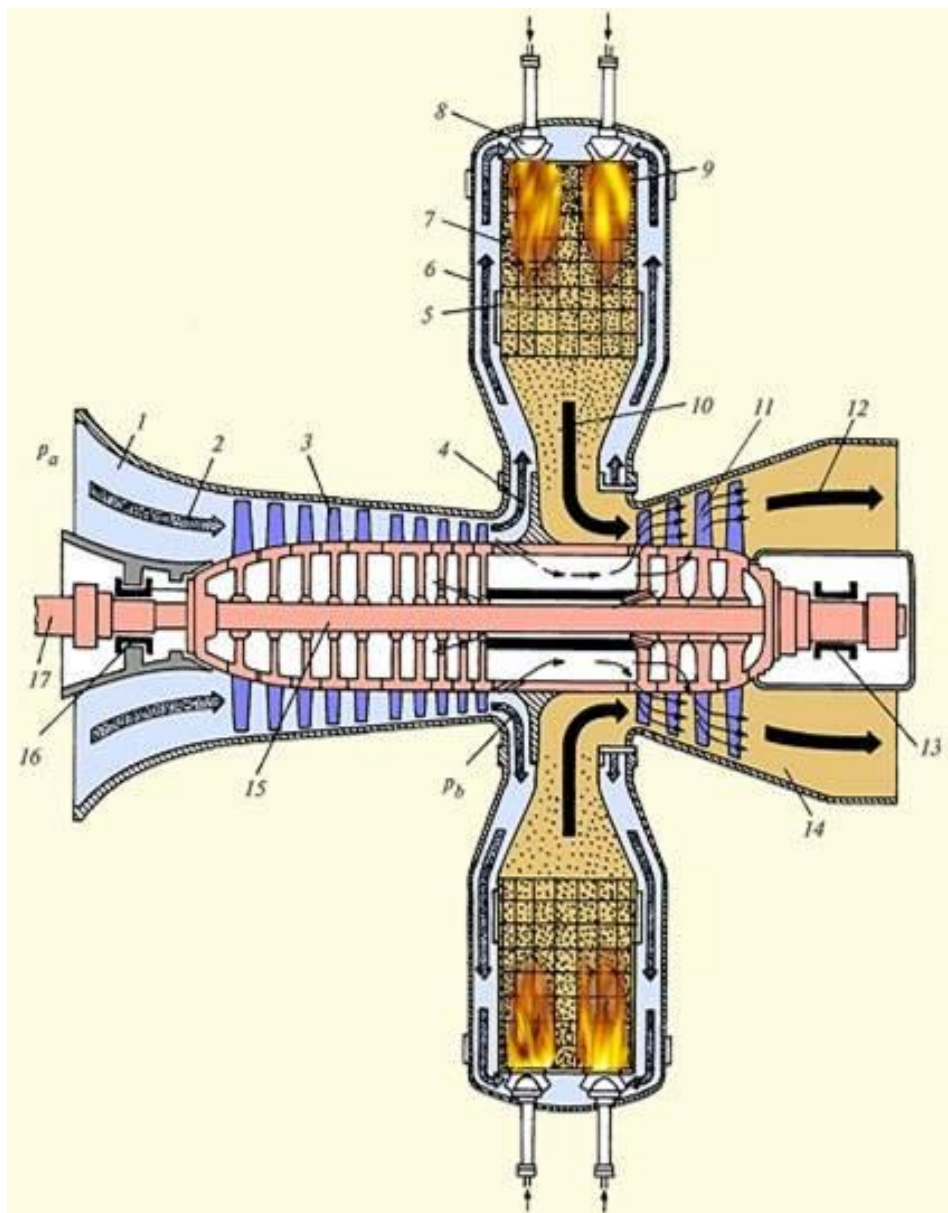


Важно подчеркнуть одно отличие ГТУ от ПТУ. В состав ПТУ не входит котёл, точнее котёл рассматривается как отдельный источник тепловой энергии; при таком рассмотрении котёл – это некий энергетический объект, в который входит питательная вода с температурой $t_{п.в.}$, а выходит пар с параметрами p_0 и t_0 . Паротурбинная установка без котла как физического объекта работать не может.

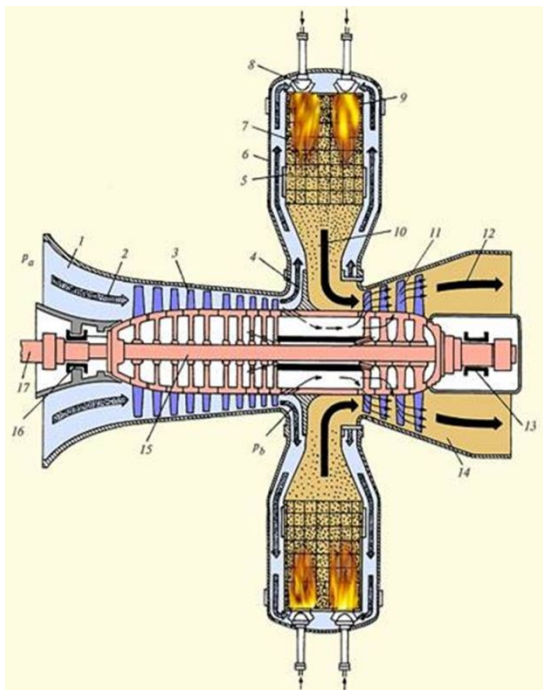
В ГТУ камера сгорания – это её неотъемлемый элемент.

Газотурбинные установки отличаются достаточно большим разнообразием. Далее будем рассматривать наиболее перспективные и наиболее используемые в энергетике ГТУ простого цикла.





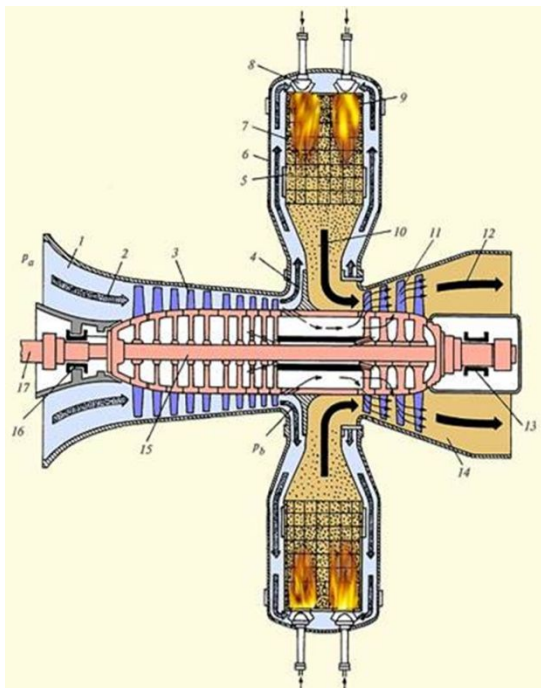
- 1 – входной патрубок
 воздушного компрессора;
 2 – воздух из атмосферы;
 3 – проточная часть
 воздушного компрессора;
 4 – сжатый воздух;
 5 – зона ввода вторичного
 воздуха для горения;
 6 – корпус
 камеры сгорания;
 7 – пламенная
 труба;
 8 – горелочные
 устройства;
 9 –
 горящий факел;
 10 – горячие
 газы;
 11 – проточная часть
 газовой турбины;
 12 – уходящие
 газы ГТУ;
 13 – опорный
 подшипник;
 14 –
 выходной
 диффузор;
 15 – стяжной болт;
 16 –
 опорно-упорный подшипник;
 17 –
 вал-проставка для



Воздух из атмосферы поступает на вход воздушного компрессора, который представляет собой роторную турбомашину с проточной частью, состоящей из вращающихся и неподвижных решёток. Отношение давления за компрессором p_b к давлению перед ним p_a называется степенью сжатия воздушного компрессора и обозначается как π_k ($\pi_k = p_b/p_a$).

Ротор компрессора приводится газовой турбиной. Поток сжатого воздуха подаётся в одну, две или более камер сгорания. При этом в большинстве случаев конструкций газотурбинных установок поток воздуха, идущий из компрессора, разделяется на два потока.

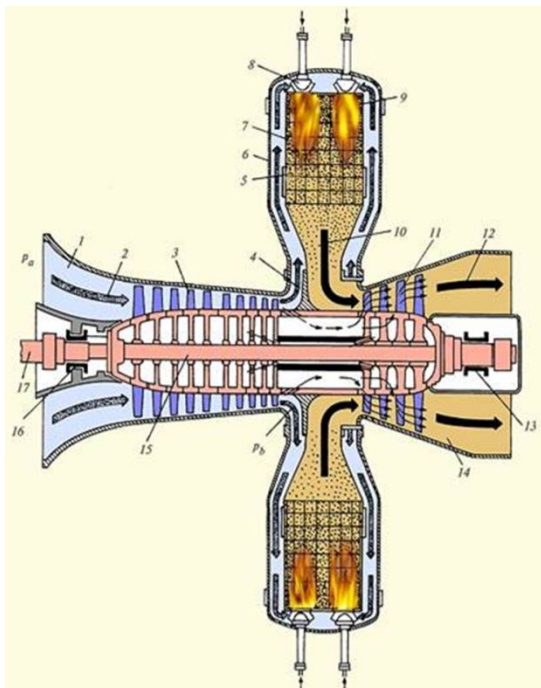
Первый поток направляется к горелочным устройствам, куда также подаётся топливо (жидкое или газообразное). При сжигании топлива образуются продукты сгорания высокой температуры. К ним подмешивается относительно холодный воздух второго потока с тем, чтобы получить газы (их называют рабочими газами) с допустимой для



Рабочие газы с давлением p_c ($p_c < p_b$ из-за гидравлического сопротивления камеры сгорания) подаются в проточную часть газовой турбины, принцип действия которой такой же, как и принцип действия паровой турбины (отличие состоит лишь в том, что газовая турбина работает на продуктах сгорания топлива, а не на паре).

В газовой турбине рабочие газы расширяются практически до атмосферного давления p_d , поступают в выходной диффузор, и из него – либо сразу с дымовую трубу, либо предварительно в какой-либо теплообменник, использующий теплоту уходящих газов ГТУ.

Вследствие расширения газов в газовой турбине, последняя вырабатывает мощность. Весьма значительная её часть (примерно половина) тратится на привод компрессора, а оставшаяся часть – на привод электрогенератора. Это и есть полезная мощность ГТУ, которая указывается при её маркировке.

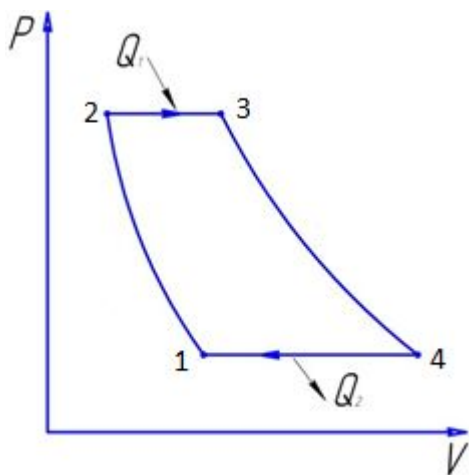


Из вышесказанного становится ясным, почему описанная ГТУ называется ГТУ *простого цикла*.

Более простой ГТУ быть не может, так как она содержит минимум необходимых компонентов, обеспечивающих последовательные процессы сжатия, нагрева и расширения рабочего тела: один компрессор, одну или несколько камер сгорания, работающих в одинаковых условиях, и одну газовую турбину.

Наряду с ГТУ простого цикла, существуют ГТУ сложного цикла, которые могут содержать несколько компрессоров, турбин и камер сгорания.

ГТУ не отличаются высокой экономичностью из-за высокой температуры уходящих газов. Усложнение схемы позволяет повысить её экономичность, но одновременно требует увеличение капиталовложений и усложняет



В компрессоре происходит сжатие воздуха. Степень сжатия в типичных компрессорах составляет порядка $\pi_k = 13 - 17$, и таким образом давление в тракте ГТУ не превышает 1,3 – 1,7 МПа (13 – 17 ат). Это ещё одно отличие ГТУ от паровой турбины, в которой давление пара больше, чем давление газов в ГТУ в 10 – 15 раз.

Малое давление рабочей среды обуславливает малую толщину стенок корпусов и лёгкость их прогрева. Именно это делает ГТУ очень маневренной, т.е. способной к быстрым пускам и остановкам. Если для пуска паровой турбины в зависимости от её начального температурного состояния требуется от 1 ч до нескольких часов, то ГТУ может быть введена в работу за 10 – 15 минут.

При сжатии в компрессоре воздух нагревается. Оценить этот нагрев можно по простому приближенному соотношению:

$$T_b / T_a = \pi_k^{0,25}$$

где T_a и T_b – абсолютные температуры воздуха за и перед компрессором.

Если, например, $T_a = 300$ К, т.е. температура окружающего воздуха 27 °С, а $\pi_k = 16$, то $T_b = 600$ и, следовательно воздух нагревается на 300 °С. Таким образом, за компрессором температура воздуха составляет 30062

Воздух между стенками пламенной трубы и корпуса камеры сгорания движется к горелочному устройству, к которому подается и топливный газ. Поскольку топливо должно поступать в камеру сгорания, где давление $1,3 - 1,7$ МПа, то давление газа должно быть большим. Для возможности регулирования его расхода в камеру сгорания требуется давление газа примерно вдвое больше, чем давление в камере.

Если в подводящем газопроводе имеется такое давление, то газ подается в камеру сгорания прямо с газораспределительного пункта (ГРП) или газораспределительной станции (ГРС). Если давление газа недостаточное, то между ГРП и камерой устанавливают дожимной газовый компрессор, как правило либо поршневой, либо винтовой.

Расход топливного газа составляет всего примерно $1 - 1,5$ % от расхода воздуха, поступающего от компрессора, поэтому создание высокоэкономичного дожимного газового компрессора представляет определенные технические трудности.

Внутри пламенной трубы образуются продукты сгорания высокой температуры. После подмешивания вторичного воздуха на выходе из камеры сгорания она несколько снижается, но достигает тем не менее, в типичных современных ГТУ 1350 – 1400 °С.

Из камеры сгорания горячие газы поступают в проточную часть газовой турбины. В ней газы расширяются до практически атмосферного давления, так как пространство за газовой турбиной сообщается либо с дымовой трубой, либо с теплообменником, гидравлическое сопротивление которого невелико.

При расширении газов в газовой турбине на ее валу создается мощность. Эта мощность частично расходуется на привод воздушного компрессора, а ее избыток – на привод ротора электрогенератора. Одна из характерных особенностей ГТУ состоит в том, что компрессор требует примерно половины мощности, развиваемой газовой турбиной.

Например, в создаваемой в России ГТУ мощностью 180 МВт (это и есть полезная мощность) мощность компрессора составляет 196 МВт. Это одно из принципиальных отличий ГТУ от ПТУ: в последней мощность, идущая на сжатие питательной воды даже до давления в 23,5 МПа (240 ат) составляет всего несколько процентов от мощности паровой турбины. Связано это с тем, что вода – малосжимаемая жидкость, а воздух для сжатия требует

В первом, достаточно грубом приближении, температуру газов за турбиной можно оценить по простому соотношению:

$$T_c / T_d = \pi_k^{0,25}$$

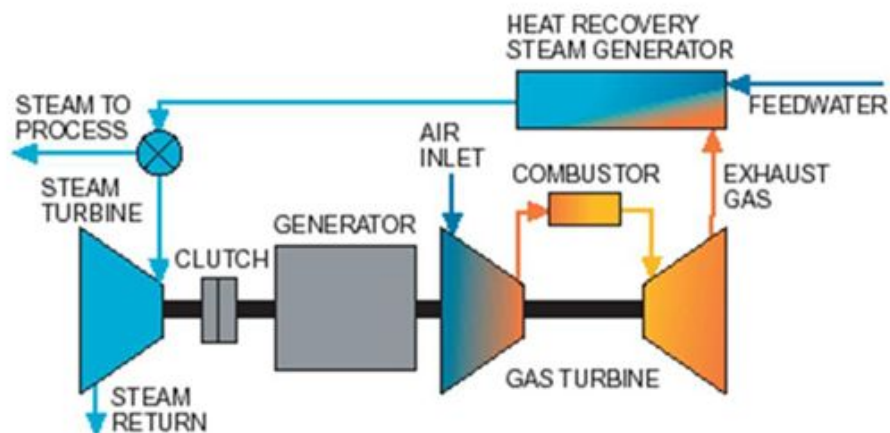
Поэтому, если $\pi_k = 16$, а температура перед турбиной $T_c = 1400^\circ\text{C} = 1673\text{ K}$, то температура за ней составляет примерно

$$T_d = T_c / \pi_k^{0,25} = 1673 / 16^{0,25} = 836\text{ K} = 563^\circ\text{C}.$$

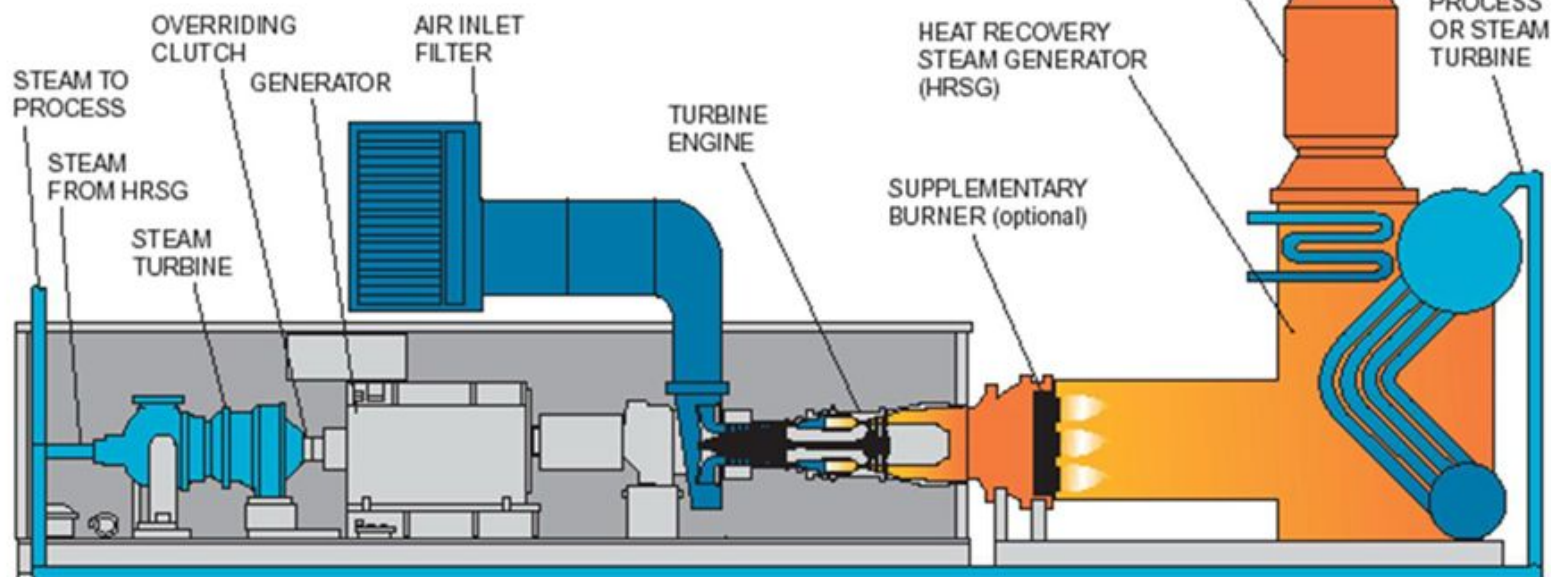
Таким образом, температура газов за ГТУ достаточно высока, и значительное количество теплоты, полученной при сжигании топлива, в буквальном смысле уходит в дымовую трубу. Поэтому при автономной работе ГТУ ее КПД невелик: для типичных ГТУ он составляет 35 – 36%, т. е. существенно меньше, чем КПД ПТУ.

Дело, однако, кардинальным образом изменяется при установке на «хвосте» ГТУ теплообменника (сетевого подогревателя или котла-утилизатора для комбинированного цикла).

За газовой турбиной устанавливают диффузор – плавно расширяющийся канал, при течении в котором скоростной напор газов частично преобразуется в давление. Это позволяет иметь за газовой турбиной давление меньшее, чем атмосферное, что увеличивает работоспособность 1 кг газов в турбине и, следовательно, повышает ее мощность.



STAC System Installation



Энергетические ГТУ ориентированы на сжигание газообразных и жидких органических топлив, отвечающих весьма жёстким требованиям, обусловленным спецификой технологического процесса.

подавляющее число современных энергетических ГТУ рассчитывают на сжигание природного газа, поступающего на электростанцию с месторождений по магистральным газопроводам. Запасы этого топлива на ТЭС по понятным причинам не предусматривают, поэтому актуален вопрос о резервном топливе для ГТУ.

В качестве резервного топлива, когда основным является природный газ, можно использовать как жидкое топливо, сохраняемое в топливных резервуарах, так и природный газ, поступающий по независимой газовой магистрали.

Принципиальным является вопрос о давлении поступающего на электростанцию магистрального природного газа. С учётом потерь на газораспределительном пункте ТЭС это давление на 0,3 – 0,5 МПа должно превышать максимальное давление воздуха, направляемого из компрессора в камеры сгорания ГТУ. В тех случаях, когда это условие не соблюдается, необходима установка дожимных 67

Газовая турбина является наиболее сложным элементом ГТУ, что обусловлено в первую очередь очень высокой температурой рабочих газов, протекающих через её проточную часть: температура газов перед турбиной 1350°C в настоящее время считается «стандартной», и ведущие фирмы работают над освоением начальной температуры 1500°C . Здесь уместно напомнить, что начальная температура пара для паровых турбин составляет 540°C , а в перспективе – температура $600 - 620^{\circ}\text{C}$.

Стремление повысить начальную температуру связано, прежде всего, с вь

Серия	Температура	К.п.д.
Серия «Е»	1100°C	32%
Серия «F»	$1180 - 1260^{\circ}\text{C}$	36%
Серия «FA»	$1290 - 1315^{\circ}\text{C}$	38%
Серия «G(H)»	$1315 - 1450^{\circ}\text{C}$	40%

Повышение начальной температуры с 1100 до 1450°C даёт увеличение абсолютного КПД с 32 до 40 %, т.е. приводит к экономии топлива в 25%. Конечно, часть этой экономии связана не только с повышением температуры, но и с совершенствованием других элементов ГТУ, а определяющим фактором все-таки является

Для обеспечения длительной работы газовой турбины используют сочетание двух средств. Первое средство – применение для наиболее нагруженных деталей жаропрочных материалов, способных сопротивляться действию высоких механических нагрузок и температур. Второе средство – охлаждение наиболее горячих деталей.

Для охлаждения большинства современных ГТУ используется воздух, отбираемый из различных ступеней воздушного компрессора. Охлаждающий воздух после нагрева в охлаждаемой детали сбрасывается в проточную часть газовой турбины.

Уже работают ГТУ, в которых для охлаждения используется водяной пар, который является лучшим охлаждающим агентом, чем воздух.



Система охлаждения газовой турбины – наиболее сложная система в ГТУ, определяющая её срок службы.

На работу энергетической ГТУ существенное влияние оказывают параметры наружного воздуха: температуры, давления и влагосодержания.

Колебания давления наружного воздуха на действующих установках происходят в ограниченных пределах, что определяет небольшое их влияние на работу ГТУ. Ещё меньшее влияние оказывает изменение влагосодержания рабочего тела. Значительно большими бывают колебания температуры наружного воздуха.

Во всех случаях при изменении давления, температуры или влажности наружного воздуха изменяется его плотность. Уменьшение, например, плотности снижает массовый расход воздуха, забираемого из атмосферы компрессором. Таким образом меняется мощность ГТУ и все её характеристики.

Дополнительные потери давления воздуха на входе в компрессор также воздействует на работу установки. К таким потерям следует отнести не только потери давления в воздушных фильтрах, шумоглушителях, но и потери в испарительных охладителях, подогревателях воздуха на входе в компрессор, в антиобледенительной системе и др.

Изменение температуры наружного воздуха в наибольшей степени оказывает влияние на основные характеристики ГТУ. В условиях различных районов России эти колебания могут быть от +45 до -55 °С. Влияние температуры учитывается прежде всего при рассмотрении нерасчётных режимов работы ГТУ.

Переход к отрицательным температурам наружного воздуха увеличивает его плотность, расход воздуха через компрессор, электрическую мощность ГТУ и электрический КПД установки. В этих условиях возрастает расход выходных газов ГТУ, а их температура уменьшается.

Так как в настоящее время широкое распространение получили парогазовые технологии, то стабилизации температуры на выходе из ГТУ предаётся большое значение – теплота выходных газов полезно используется для нагрева сетевой воды и генерации технологического пара или генерации пара двух или трёх давлений и выработки дополнительной электроэнергии в паротурбинной установке (тепловые схемы ПТУ). В этих условиях важными параметрами являются электрический КПД, а также значение параметров выходных газов и диапазон их изменения.

Преимущества, недостатки и области применения ГТУ.

Главным преимуществом ГТУ является её *компактность*.

Действительно, прежде всего, в ГТУ отсутствует паровой котёл, - сооружение, достигающее большой высоты и требующее для установки отдельного помещения. В ГТУ процесс расширения газов происходит в газовой турбине, состоящей всего из 3 – 5 ступеней, в то время как паровая турбина, имеющая такую же мощность, состоит из 3 – 4 цилиндров, заключающих 25 – 30 ступеней.

Даже с учетом и камеры сгорания, и воздушного компрессора ГТУ мощностью 150 МВт имеет длину 8 – 12 м, а длина паровой турбины такой же мощности при трехцилиндровом исполнении в 1,5 раза больше. При этом для паровой турбины кроме котла необходимо предусмотреть установку конденсатора с циркуляционными и конденсатными насосами, систему регенерации из 7 – 9 подогревателей, питательные турбонасосы (от одного до трех), деаэратор.

Как следствие, ГТУ может быть установлена на бетонное основание машинного зала, а ПТУ требует рамного фундамента высотой 9 – 16 м с размещением паровой турбины на верхней фундаментной плите и вспомогательного оборудования – в конденсационном помещении

Преимущества, недостатки и области применения ГТУ.

Компактность ГТУ позволяет осуществить ее сборку на турбинном заводе, доставить в машинный зал железнодорожным или автодорожным транспортом для установки на простом фундаменте. Паровая турбина поставляется многочисленными узлами и деталями, монтаж как ее самой, так и многочисленного вспомогательного оборудования и связей между ними занимает в несколько раз больше времени, чем ГТУ.

ГТУ *не требует охлаждающей воды*. Как следствие, в ГТУ отсутствует конденсатор и система технического водоснабжения с насосной установкой и градирней. В результате все это приводит к тому, что *стоимость 1 кВт установленной мощности газотурбинной электростанции значительно меньше*. При этом стоимость собственно ГТУ (компрессор + камера сгорания + газовая турбина) из-за ее сложности оказывается в 3—4 раза больше, чем стоимость паровой турбины такой же мощности.

Важным преимуществом ГТУ является ее *высокая маневренность*, определяемая малым уровнем давления (по сравнению с давлением в паровой турбине) и, следовательно, легким прогревом и охлаждением без возникновения опасных температурных напряжений и

Преимущества, недостатки и области применения ГТУ.

Однако ГТУ имеют и существенные недостатки, из которых, прежде всего, необходимо отметить *меньшую экономичность*, чем у паросиловой установки. Средний КПД достаточно хороших ГТУ составляет 37 – 38 %, а паротурбинных энергоблоков – 42 – 43 %. Потолком для мощных энергетических ГТУ, как он видится в настоящее время, является КПД на уровне 41 – 42 %, (а может быть и выше с учетом больших резервов повышения начальной температуры). Меньшая экономичность ГТУ связана с высокой температурой уходящих газов.

Другим недостатком ГТУ является *невозможность использования в них низкосортных топлив*, по крайней мере, в настоящее время. Она может хорошо работать только на газе или на хорошем жидком топливе, например дизельном. Паросиловые энергоблоки могут работать на любом топливе, включая самое некачественное.

Преимущества, недостатки и области применения ГТУ.

Низкая начальная стоимость ТЭС с ГТУ и одновременно сравнительно низкая экономичность и высокие стоимость используемого топлива и маневренность определяют основную область индивидуального использования ГТУ: в энергосистемах их следует применять как пиковые или резервные источники мощности, работающие несколько часов в сутки.

Также ГТЭС используются на месторождениях нефти для утилизации попутного нефтяного газа и выработки электроэнергии для авто



Вместе с тем ситуация кардинально изменяется при использовании теплоты уходящих газов ГТУ в теплофикационных установках или в комбинированном (парогазовом) цикле



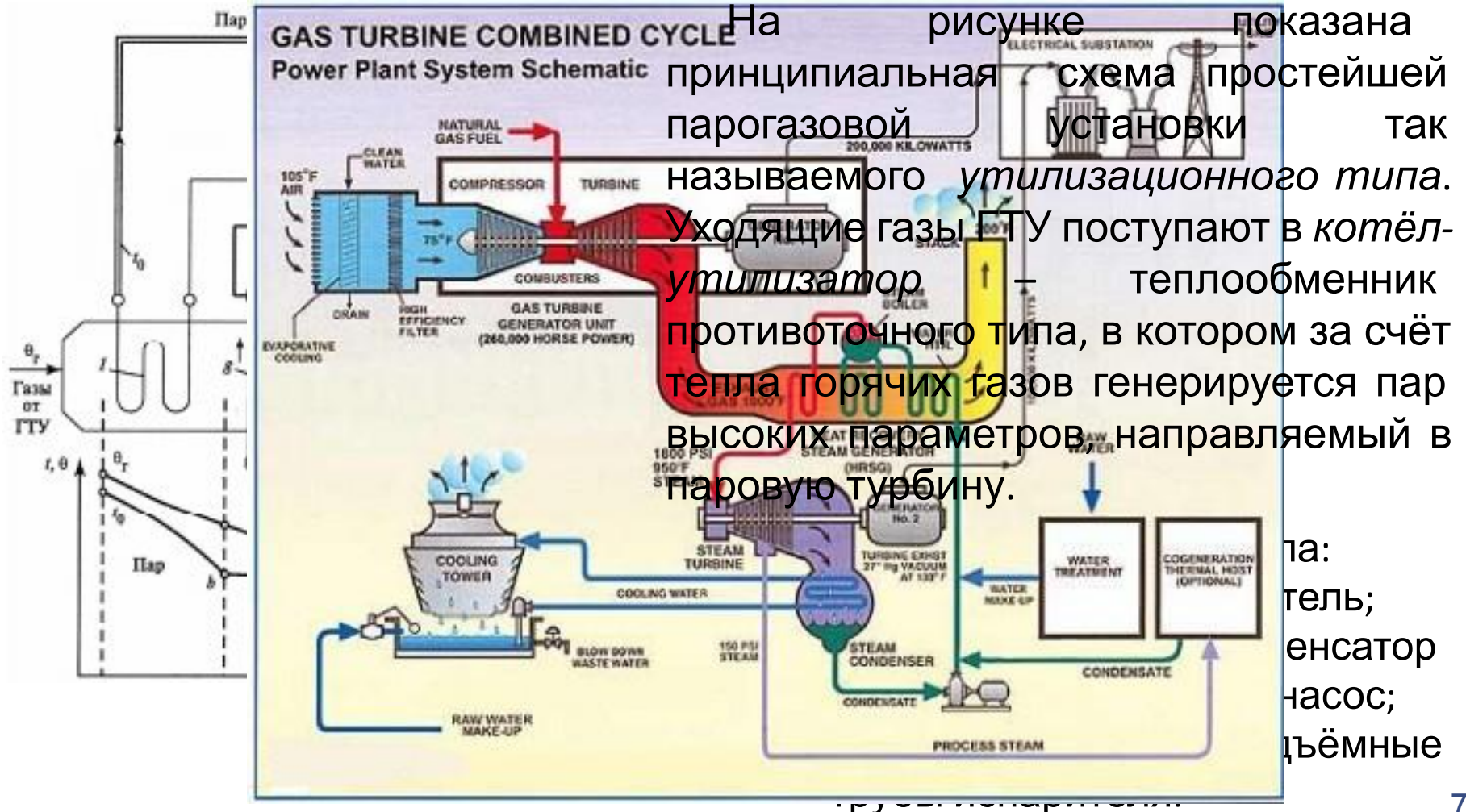
university

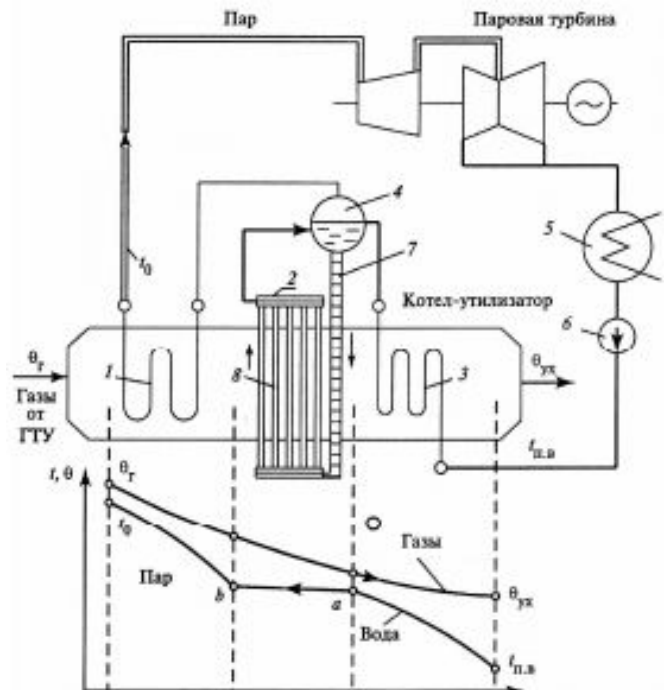
Тюменский
индустриальный
университет

2.5 Схема технологического процесса ТЭС с парогазовыми установками

СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ТЭС С ПГУ

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



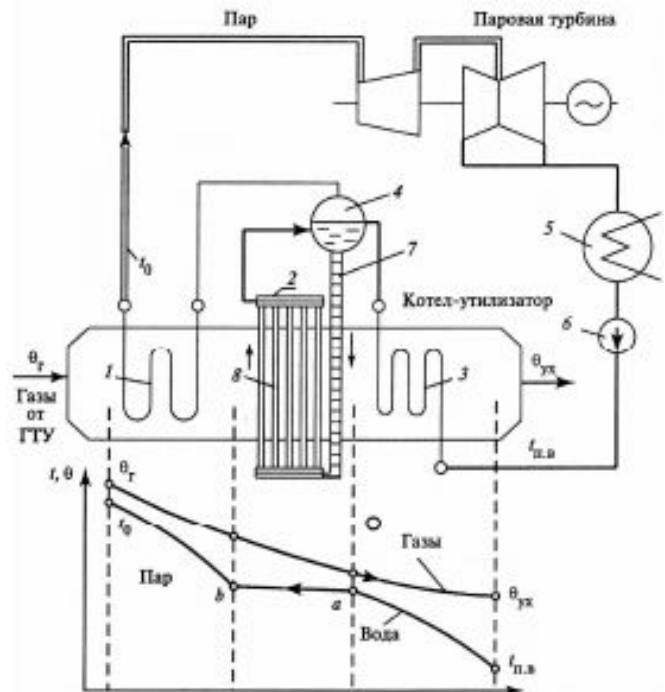


Котёл-утилизатор представляет собой шахту прямоугольного сечения, в которой размещены поверхности нагрева, образованные оребрѐнными трубами, внутрь которой подаѐтся рабочее тело (вода или пар). Поверхности нагрева котла-утилизатора состоят из трёх элементов: экономайзера 3, испарителя 2 и пароперегревателя 1.

Центральным элементом является испаритель, состоящий из барабана 4 (длинного цилиндра, заполняемого наполовину водой), нескольких опускных труб 7 и достаточно плотно

Испарительные трубы находятся в более высоких температурах, чем опускные. Поэтому в них вода испаряется, частично испаряется и поэтому становится легче и поднимается вверх в барабан. Освобождающее место заполняется более холодной водой по опускным трубам из барабана. Насыщенный пар собирается в верхней части барабана и направляется в трубы пароперегревателя 1.

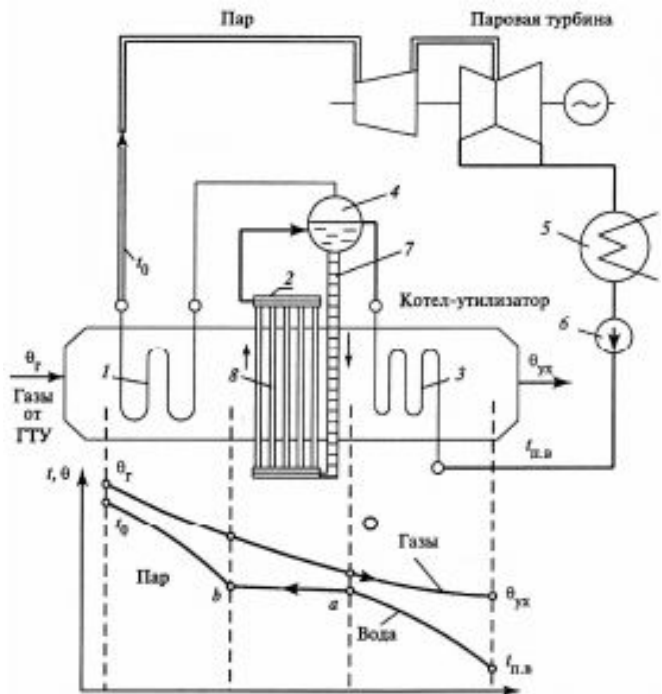
Расход пара из барабана 4 компенсируется подводом из экономайзера 3. При этом поступающая вода, прежде чем испариться полностью, многократно пройдёт через испарительные трубы. Поэтому описанный котёл-утилизатор называется котлом с естественной циркуляцией.



В экономайзере происходит нагрев поступающей питательной воды практически до температуры кипения (на $10 - 20^\circ\text{C}$ меньше, чем температура насыщенного пара в барабане, полностью определяется давлением в нём). Из барабана сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура получаемого перегретого пара t_0 всегда, меньше, чем температура газов θ_r , поступающего из газовой турбины (обычно на $25 - 30^\circ\text{C}$).

Под схемой котла-утилизатора показано изменение температуры газов и рабочего тела при их движении навстречу друг другу. Температура газов плавно уменьшается от значения θ_r на входе до значения θ_{yx} температуры уходящих газов.

Движущаяся на встречу питательная вода повышает в экономайзере свою температуру до температуры кипения (точка a). С этой температурой (на грани кипения) вода поступает в испаритель. В нём происходит испарение воды. При этом её температура не изменяется (процесс a – b). Точка b рабочее тело находится в виде сухого насыщенного пара. Далее в пароперегревателе происходит его перегрев до значения t_0 .



Образующийся на выходе из пароперегревателя пар направляется в паровую турбину, где, расширяясь, совершает работу. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор, конденсируется и с помощью питательного насоса 6, повышающего давление питательной воды, направляется снова в котёл-утилизатор.

Таким образом, принципиальное отличие паросиловой установки (ПСУ) ПТУ от обычной ПСУ ТЭС состоит только в том, что топливо в котле-утилизаторе не сжигается, а необходимая теплота для работы ПСУ ПГУ теплота берётся

Однако сразу же необходимо отметить ряд важных технических отличий паросиловой установки парогазовой установки от паросиловой установки тепловой электростанции.

1. Температура уходящих газов ГТУ θ_{Γ} практически однозначно определяется температурой газов перед газовой турбиной и совершенством системы охлаждения газовой турбины. В большинстве современных ГТУ температура уходящих газов составляет 530 – 580 °С (хотя имеются отдельные ГТУ с температурой вплоть до 640 °С). По условиям надёжности работы трубной системы экономайзера при работе на природном газе температура питательной воды $t_{п.в}$ на входе в котёл-утилизатор не должны быть меньше 60 °С. Температура газов θ_{yx} , покидающих котёл-утилизатор, всегда выше, чем температура $t_{п.в}$. Реально $\theta_{yx} \approx 100$ °С.

$$\eta_{к\gamma} = \frac{555 - 100}{555 - 15} = 0,843$$

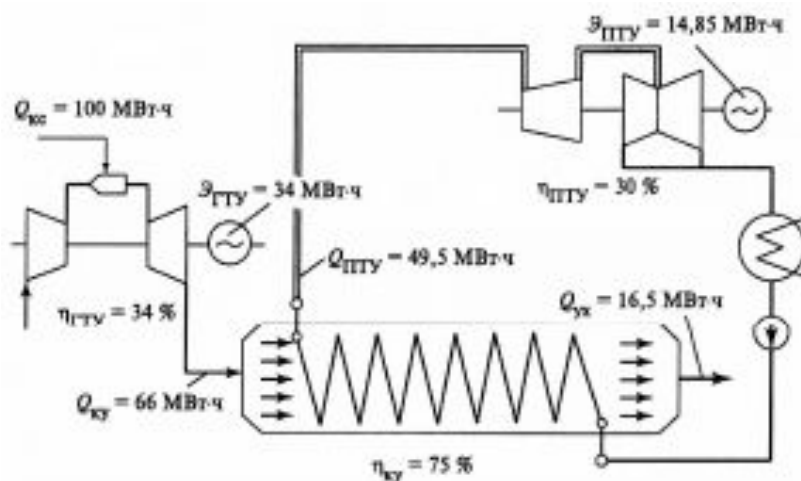
Следовательно, КПД котла-утилизатора составит

где для оценки принято, что температура газов на выходе в котёл-утилизатор равна 555 °С, а температура наружного воздуха 15 °С.

При работе на газе обычный энергетический котёл ТЭС имеет КПД на уровне 94%. Таким образом, котёл-утилизатор в ПГУ имеет КПД существенно более низкий, чем КПД котла ТЭС.

2. КПД паротурбинной установки рассмотренной ПГУ существенно ниже, чем КПД ПТУ обычной ТЭС. Это связано не только с тем, что параметры пара, генерируемого котлом-утилизатором, ниже, но и с тем, что ПТУ ПГУ не имеет системы регенерации. А иметь её она в принципе не может, так как повышение температуры $t_{п.в}$ приведёт к ещё большему снижению КПД котла-утилизатора.

Тем не менее, при этом КПД ПГУ оказывается весьма высоким. Для того чтобы убедиться в этом, рассмотрим ПГУ простой схемы, причём при рассмотрении будем принимать далеко не самые лучшие экономические показатели отдельных элементов оборудования.



Превращение теплоты в работу в простейшей ПГУ утилизационного типа

Формула для определения КПД ПГУ утилизационного типа:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}}) \cdot \eta_{\text{КУ}} \cdot \eta_{\text{СТ}}$$

Эта формула способна объяснить, почему ПГУ стали строиться лишь в последние 20 – 25 лет.

Если к примеру взять ГТУ типа ГТ-100-3М, то её КПД $\eta_{\text{ГТУ}} = 28,5\%$, а температура за ГТУ $\theta_{\text{Г}} = 398 \text{ }^{\circ}\text{C}$. При такой температуре газов в котле-утилизаторе можно сгенерировать пар с температурой около $370 \text{ }^{\circ}\text{C}$, и КПД паротурбинной установки будет составлять примерно 14%. Тогда при $\eta_{\text{КУ}} = 0,75$ КПД ПГУ составит

$$\eta_{\text{ПГУ}} = (1 - 0,285) \cdot 0,75 \cdot 0,14 = 0,36$$

и целесообразнее построить обычный паротурбинный энергоблок с большей экономичностью.

Строительство ПГУ стало экономически оправданным лишь после создания высокотемпературных ГТУ, которые не только обеспечили её высокий КПД, но и создали условия для реализации паротурбинного цикла высокой экономичности.

Из выше изложенных соотношений можно получить практически универсальное соотношение между мощностями газотурбинной и паротурбинной частью ПГУ:

$$\frac{N_{ГТУ}}{N_{ПТУ}} = \frac{\eta_{ГТУ}}{(1 - \eta_{ГТУ}) \cdot \eta_{кп} \cdot \eta_{ПТУ}}$$

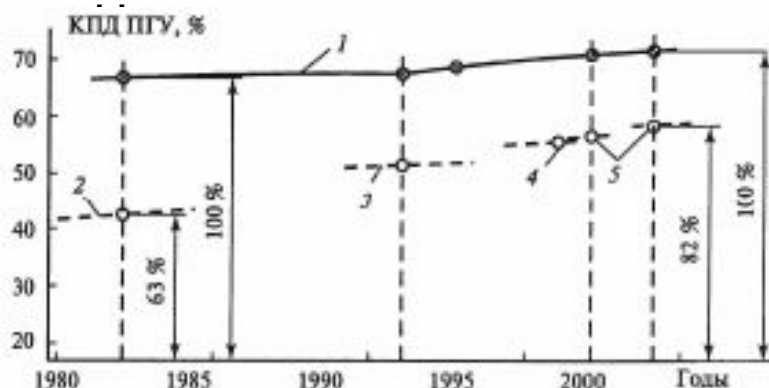
т.е. это соотношение определяет только КПД элементов ПГУ. Для рассмотренного выше примера это отношение составляет 2,3 или 2 – т.е. мощность ГТУ примерно вдвое выше, чем мощность паровой турбины. Именно это соотношение объясняет, почему обычно для двух ГТУ строится одна ПТУ.



Преимущества и недостатки ПГУ.

Перечислим все достоинства ПГУ.

1. ПГУ — самый экономичный двигатель, используемый для получения ЭЭ.



КПД ПГУ по мере их развития.

Сравнение экономичности разных типов с теоретической. 1 – теоретический КПД; 2 – одноконтурные ПГУ; 3 – двухконтурные ПГУ без промежуточного перегрева; 4 – трехконтурные ПГУ без промежуточного перегрева; 5 – трехконтурные с промежуточным перегревом.

Кривая 1 представляет собой так называемый теоретический КПД который может быть получен при достигнутом уровне температуры перед газовой турбиной. Одноконтурная ПГУ с ГТУ, имеющей начальную температуру примерно 1000 °С, может иметь абсолютный КПД $\approx 42\%$, что составит 63 % от теоретического КПД ПГУ.

КПД трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной находится на уровне 1450 °С, уже сегодня достигает 60 %, что составляет 82 % от теоретически возможного уровня.

Нет сомнений в том, что КПД можно увеличить еще больше (и это раньше или позже произойдет). Весь вопрос состоит только в том, какой ценой будет

Преимущества и недостатки ПГУ.

Перечислим все достоинства ПГУ.

2. ПГУ – самый экологически чистый двигатель. В первую очередь это объясняется высоким КПД – ведь вся та теплота, содержащаяся в топливе, которую не удалось преобразовать в электроэнергию, выбрасывается в окружающую среду и происходит ее тепловое загрязнение. Поэтому уменьшение тепловых выбросов от ПГУ по сравнению с паросиловой будет ровно в той степени, насколько меньше расход топлива на производство электроэнергии.

Далее ПГУ дают существенно меньшие выбросы оксидов азота (NO_x) не только потому, что в ГТУ сжигается газ, а многие паросиловые ТЭС работают на угле, но и потому, что в топках энергетических котлов используется диффузионный (а не кинетический) принцип сжигания с большими избытками воздуха и длительным пребыванием топливо-воздушной смеси при высокой температуре.

3. ПГУ – очень маневренный двигатель, с которым в маневренности может сравниться только автономная ГТУ. Потенциально высокая маневренность ПГУ обеспечивается наличием в ее схеме ГТУ, изменение нагрузки которой происходит в считанные минуты.

Для реализации этих потенциальных маневренных возможностей ПГУ должна быть оснащена байпасной трубой. Для возможности глубокого разгружения ПГУ она должна быть многовальтовой.

Преимущества и недостатки ПГУ.

Перечислим все достоинства ПГУ.

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

5. ПГУ имеет умеренную стоимость установленной единицы мощности, что связано с меньшим объемом строительной части, с отсутствием сложного энергетического котла, дорогой дымовой трубы, системы регенеративного подогрева питательной воды, использованием более простых паровой турбины и системы технического водоснабжения.

6. ПГУ имеют существенно меньший строительный цикл.

ПГУ, особенно одновальные, можно вводить поэтапно. Это упрощает проблему инвестиций.

Преимущества и недостатки ПГУ.

Парогазовые установки практически не имеют недостатков, скорее следует говорить об определенных ограничениях и требованиях к оборудованию и топливу. Установки, о которых идет речь, требуют использования природного газа. Попытки использования тяжелых сортов жидкого и тем более твердого топлива требуют сложных систем подготовки топлива и очистки образующегося газа, что приводит к существенному уменьшению КПД (до 42 – 44 %).

Впрочем, для России, где доля используемого для энергетики относительно недорогого газа превышает 60 % и половина его используется по экологическим соображениям на ТЭЦ, имеются все возможности для сооружения ПГУ.

В заключении можно отметить, что строительство ПГУ является преобладающей тенденцией в современной теплоэнергетике.

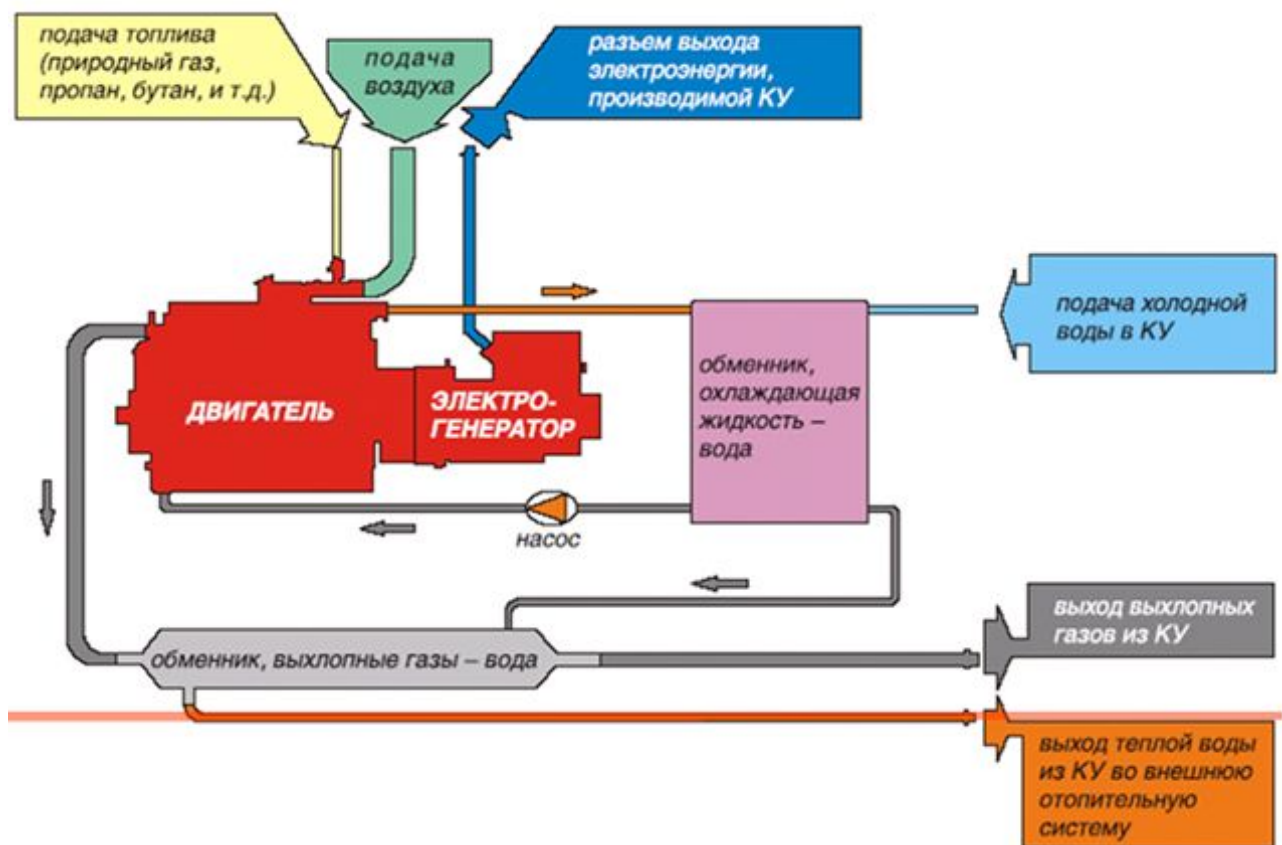


university

Тюменский
индустриальный
университет

2.6 Схема технологического процесса ТЭС с газопоршневыми установками

В основе работы газопоршневых установок (далее ГПУ) лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания. ДВС – это тип двигателя, тепловая машина, в которой химическая энергия топлива (обычно применяется жидкое или газообразное углеводородное топливо), сгорающего в рабочей зоне, преобразуется в механическую работу.



На данный момент в промышленности выпускаются два типа поршневых двигателей, работающих на газе: газовые двигатели – с электрическим (искровым) зажиганием, и газодизели – с воспламенением газозвушной смеси впрыском запального (жидкого) топлива.

Газовые двигатели получили широкое применение в энергетике за счет повсеместной тенденции использования газа как более дешевого топлива (как природного, так и альтернативного) и относительно экологически более безопасного с точки зрения выбросов с выхлопными газами.

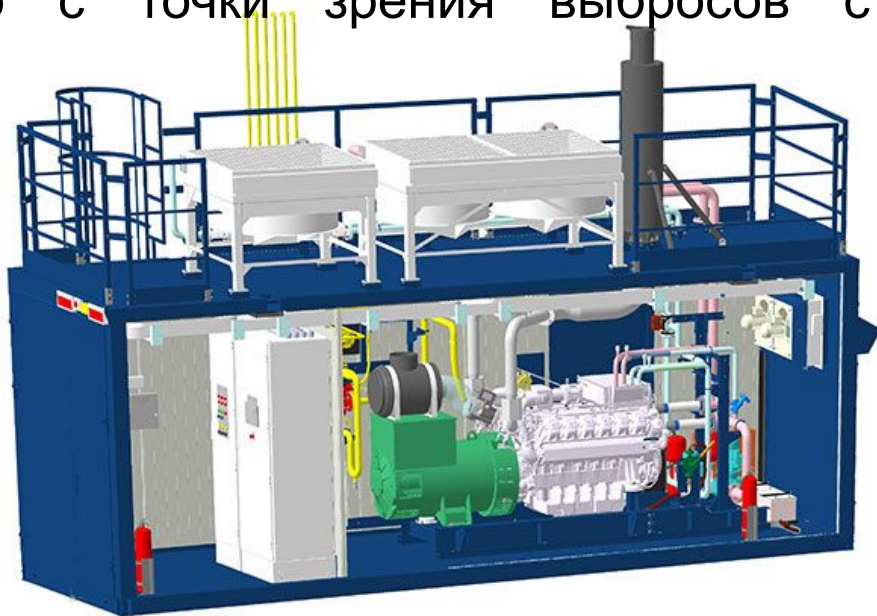


СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ТЭС С ГПУ

1.1 Газовая рампа 200 мбар



- 1 регулятор давления газа
- 2 реле давления
- 3 блок отсечных клапанов
- 4 устройство контроля герметичности
- 5 газовый фильтр

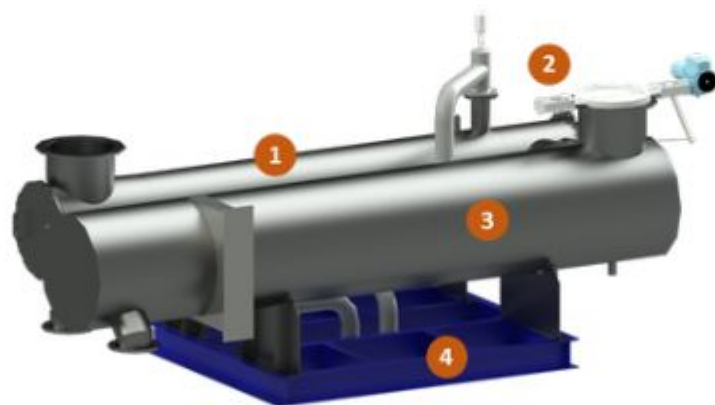
1.2 Блок системы охлаждения двигателя (тепловой модуль ИЕС)

Система охлаждения двигателя предназначена для полезного использования тепловой энергии охлаждения воды рубашки двигателя, охлаждения масла и топливной смеси. Отбор тепловой энергии осуществляется в виде горячей воды с температурой 70/85⁰С с помощью соответствующих теплообменников.



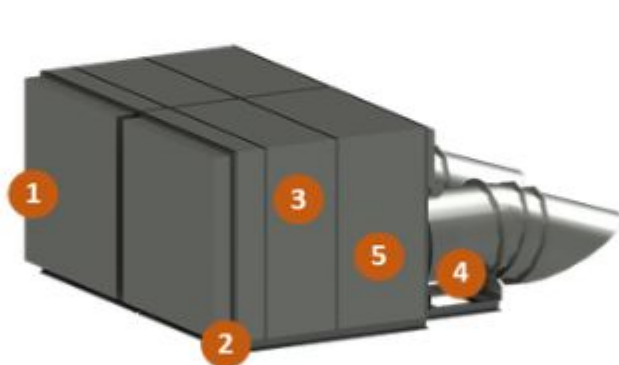
- 1 пластинчатый теплообменник
- 2 расширительный бак контура охлаждения двигателя
- 3 расширительный бак контура охлаждения топливной смеси
- 4 насос контура охлаждения двигателя
- 5 насос контура охлаждения 2-ой ступени топливной смеси
- 6 насос сетевой воды

1.5 Блок системы утилизации тепла (тепловой модуль ИЕС)



- 1 водогрейный котел-утилизатор дымовых газов (80/90)
- 2 байпас выхлопных газов
- 3 глушитель выхлопных газов (65 дБА в 10 м)
- 4 несущая рама блока системы утилизации тепла

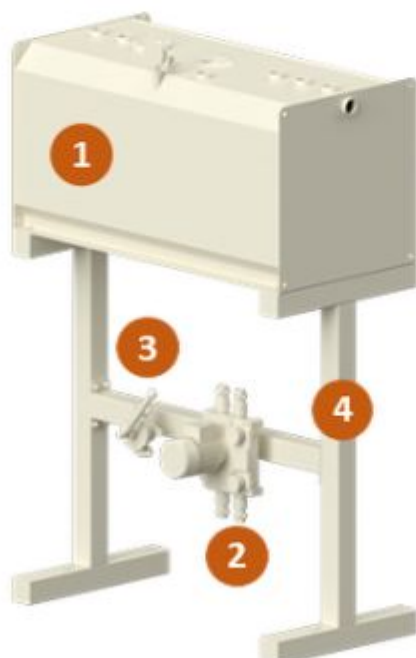
1.6 Система вентиляции машинного зала двигателя



- 1 металлические жалюзи
- 2 воздушный фильтр
- 3 шумоглушитель
- 4 нагнетающий вентилятор
- 5 камера рециркуляции

1.7 Система маслохозяйства

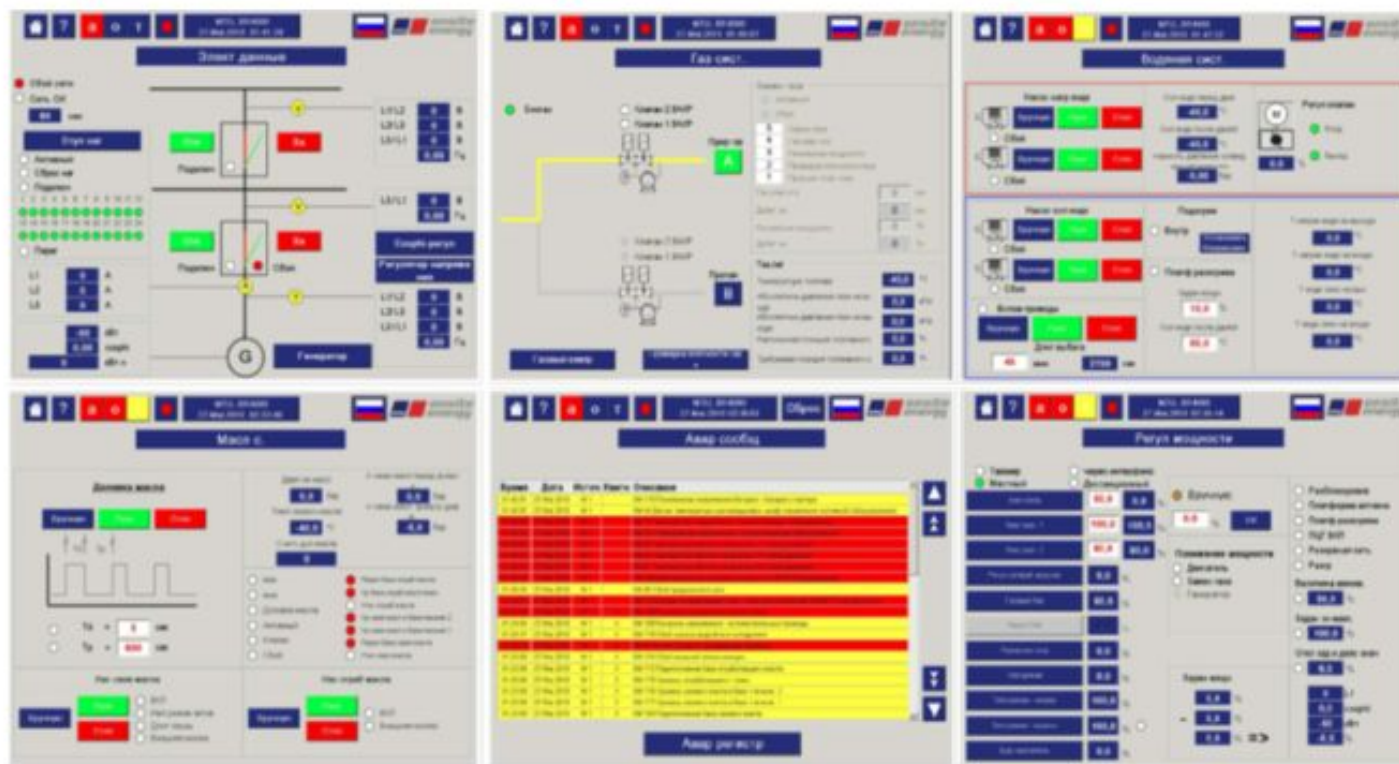
Данная система предназначена для хранения расходного объема чистого масла, автоматического пополнения картеров двигателей, проведения замены масла в картерах.



- 1 двустенный бак запаса чистого масла
- 2 электрический насос (основной)
- 3 механический насос (резервный)
- 4 опорная рама

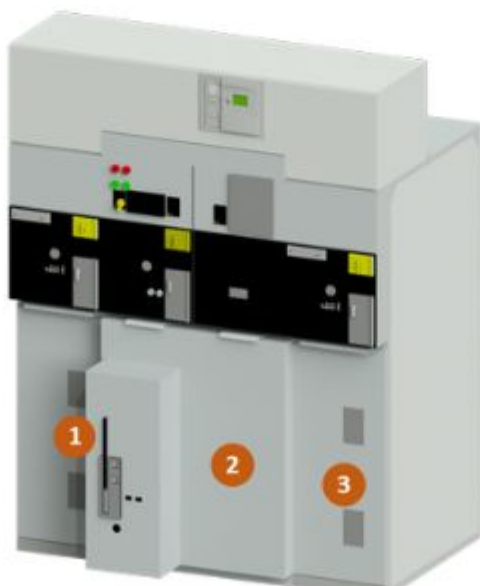
1.8 Система управления двигателем

Каждая установка MTU Onsite Energy комплектуется системой управления. Она обеспечивает подачу питания, управление и сбор информации от оборудования двигателя, генератора и всего вспомогательного оборудования, поставляемого не смонтированным, комплектно с установкой.



Распределительное устройство

Для подключения генераторов и распределения электрической энергии переменного трёхфазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением. РУ выполнено по схеме простой системы сборных шин, с вакуумным/элегазовым выключателем. Комплектация генераторного выключателя в соответствии с требованием завода-изготовителя газовых двигателей MTU Onsite Energy.



- 1 ячейка с генераторным выключателем и терминалом защит
- 2 ячейка с трансформатором напряжения
- 3 ячейка с выключателем нагрузки отходящей линии

Средний удельный расход газового топлива на 1 выработанный кВт/час значительно меньше у ГПУ, чем у ГТУ причем при любом режиме нагрузки (хотя длительные нагрузки менее 25% противопоказаны для поршневых двигателей). Электрический КПД поршневых машин составляет 40 – 44%.

Как показывают расчёты, капиталовложения (доллар/кВт) в строительство тепловой электростанции с ГПУ приблизительно равны с ГТУ. Финская тепловая электростанция WARTSILA мощностью 9 МВт обойдется заказчику ориентировочно в 14 миллионов евро. Аналогичная газотурбинная тепловая электростанция на базе первоклассных агрегатов полностью «под ключ» будет стоить 15,3 миллионов долларов.

Но с повышением мощности цена газотурбинных установок снижается — тепловая электростанция 25 МВт «под ключ» обойдется в 21 миллион евро, то есть один кВт — 840 евро.

В диапазоне мощности до 6 – 8 МВт использование поршневых моторов мини-ТЭЦ может быть вполне оправданным. Установка газовых турбин выгодна и полностью оправдана на любых объектах, которые имеют электрические нагрузки более 8 – 10 МВт.

При значительном повышении температуры окружающей среды мощность газотурбинной установки падает. Но при понижении температуры электрическая мощность газотурбинной установки наоборот, растет. Параметры электрической мощности, по существующим стандартам ISO, измеряются при $t = +15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Например, при этой температуре официально заявленная мощность газотурбинной установки равна 4300 кВт. С учетом среднегодовой температуры в Московской области $+3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ фактическая среднегодовая мощность будет равна 4 797 кВт. То есть на 500 кВт больше заявленной и оплаченной. При стоимости 1 кВт — \$1 000 такой бонус нельзя сбрасывать со счетов, ведь он равен \$500 000!

Мы взяли для примера Московскую область, а если это будет Западная Сибирь? В городе Сургут среднегодовая температура $-1,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, выигрыш будущего владельца газотурбинной установки составит \$600 000, а в Якутии, при среднегодовой температуре $-9,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ бонус составит \$750 000. Мы живем в холодной стране – это факт.

Важным экономическим фактором является и то, что газотурбинная установка способна отдать в 2 раза больше бесплатной тепловой энергии, нежели поршневой агрегат аналогичной мощности.

В отличие от газопоршневых установок выхлопные газы турбин имеют более высокую температуру. Это позволяет получать промышленный пар в больших объемах с гораздо меньшими затратами. Высокая температура на выходе газотурбинных установок позволяет использовать в составе электростанции паровую турбину.

Нельзя не отметить возможные трудности запуска газопоршневой установки при низких температурах. Минимальная температура запуска без подогрева $+7^{\circ}\text{C}$. При меньших температурах необходим предварительный подогрев охлаждающей жидкости и моторного масла, что увеличивает время старта газопоршневого агрегата из «холодного резерва».