

ПГУ контактного типа

Парогазовые установки с впрыском пара/воды в газоздушный тракт ГТУ (ПГУ ВП) рассчитаны на совместное использование в энергетической ГТУ газов и пароводяного рабочего тела, которые в виде парогазовой смеси расширяются в газотурбинной установке. Эти ПГУ характеризуются относительной простотой технологического процесса и высокими показателями экономичности. Исследование и оптимизация тепловых схем ПГУ ВП выполнялось в работах ИВТ РАН, С. Петербургского ГПУ, ВТИ, МЭИ, а также ряда зарубежных авторов

Существует впрыск воды или пара в газовый тракт ГТУ. Однако он имеет разные цели:

- в КС ГТУ для снижения NOX и температуры в зоне горения или энергетический впрыск для улучшения энергетических характеристик.
- в компрессор для изменения плотности воздуха и уменьшения мощности компрессора
- в проточную часть ГТ для охлаждения лопаток ГТУ
- комбинация выше указанных мер
- применяют впрыск для изменения характеристик ГТУ, ее элементов, режимов работы.

Впрыск оказывает влияние:

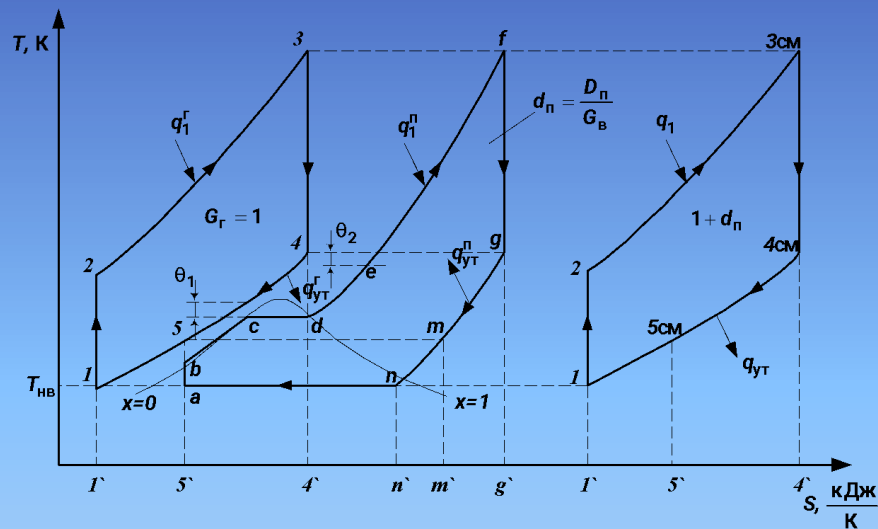
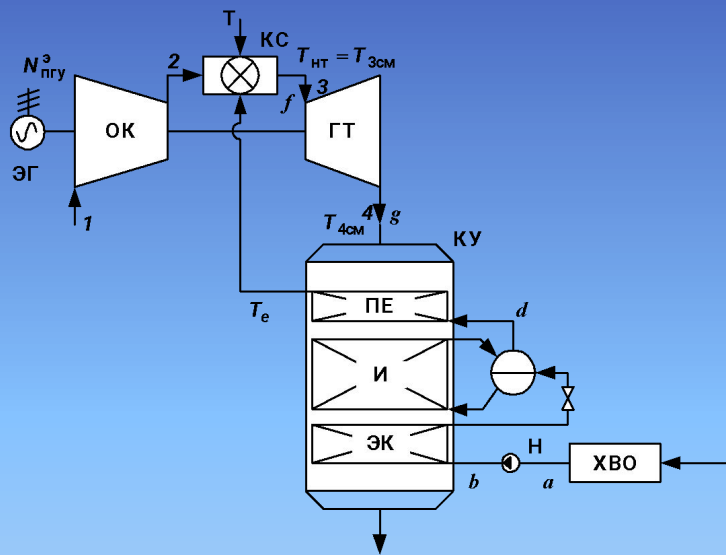
- на сечение проточной части
- устойчивость работы компрессора , т.к. возрастает Пк
- увеличивается расход газа
- режим работы КС

Впрыск позволяет увеличить КПД на 3-4 %

Недостатки

- может увеличиться СО
- могут возникнуть пульсации, вибрация, устойчивость горения
- большие затраты на водоподготовку на 2-3 %

Парогазовые установки с впрыском воды/пара в газовоздушный тракт

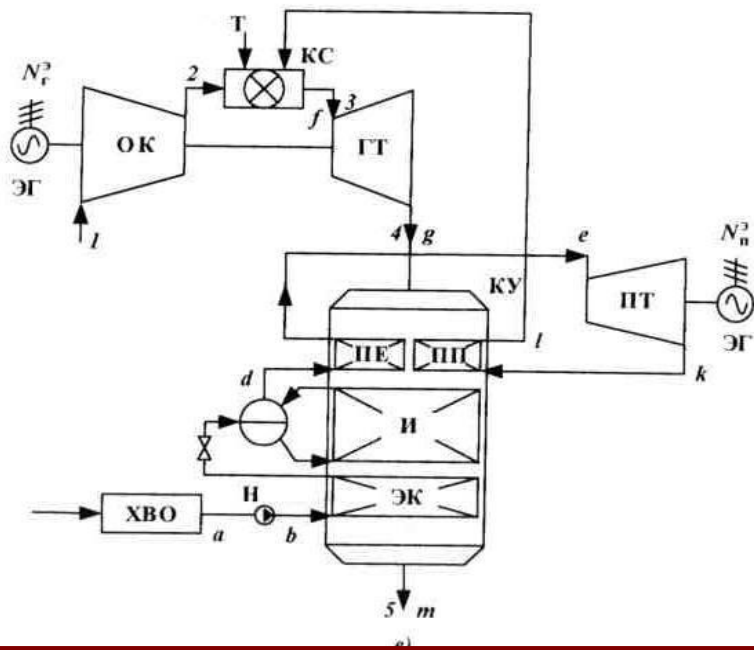


Тепловые схемы (а, в) ПГУ ВП с открытой схемой и термодинамические циклы ПГУ (б, г)

G_r, G_B, D_n - массовые расходы газов, воздуха, пара (кг/с); $d_n = D_n/G_B$ - относительный расход пара (кг/кг).

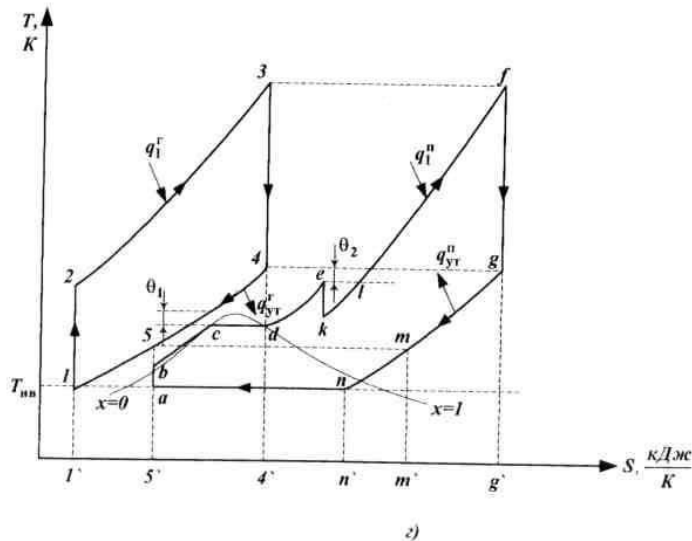
Выходные газы ГТ поступают в котел-утилизатор (КУ), где очищенная в химоводоочистке (ХВО) вода нагревается газами и превращается в перегретый пар. Последний с температурой $T_{ПЕ} = T_e$ направляется в ГТУ двумя потоками: экологический пар (I) поступает в камеру сгорания (КС) установки, понижая температуру сгорания топлива и генерацию оксидов азота, а энергетический пар (II) используется для формирования начальной температуры газов перед ГТ и для охлаждения ее первой ступени. В газовую турбину поток поступает в равновесном состоянии, представляя однородную смесь воздуха, продуктов сгорания топлива и водяного пара. Условно принимается, что при этом массо-и энергообмен между фазами полностью завершен.

В зависимости от цели возникают и требования к впрыску это прежде всего система водоподготовки. Высокое качество по обессоливанию MS7001 впрыскивается 6-8 кг/с пара при этом электрическая мощность увеличивается на 4-10 МВт.



Для удобства анализа, идеальный термодинамический цикл ПГУ ВП представлен в виде газового цикла Брайтона (площадь 1-2-3-4) и парового цикла Ренкина (площадь a-b-c-d-e-f-g-n-a), а затем и в объединенном виде (площадь 1-2-3см-4см-1) (рис. 1 б). Общее количество подведенной в КС удельной теплоты топлива q_1 условно разделено на теплоту, подводимую к газам q_1^r и подводимую к пару - $q_1^п$. Процессы 3-4 и f-g соответствуют расширению газов и пара, а процесс 3см-4см – расширению парогазовой смеси. При этом совершается работа, передаваемая в виде крутящего момента на вал установки для привода компрессора и электрогенератора. Вырабатываемая электроэнергия и электрическая мощность $N_{ПГУ}^3$ соответствует повышенному значению удельной полезной работы установки $H_{ПГУ}$ при работе по парогазовому циклу.

Выходящая из ГТ газовая смесь охлаждается в КУ: газы с температуры T_4 до T_5 , пар с температуры T_g до T_m , а парогазовая смесь с температуры $T_{4см}$ до $T_{5см}$. Это обеспечивает нагрев воды и генерацию пара с температурой T_e . Имеют место температурный напор на горячем конце пароперегревателя $\Theta_2 = T_{4см} - T_e$ и температурный напор на холодном конце испарителя (пинч-пойнт) - Θ_1 . В котле-утилизаторе используется часть теплоты газов $q_{ут}^r = \text{пл. } 4-4'-5'-5$ и теплоты пара (цикл Ренкина) = пл. g - g' - m' - m. С увеличением количества утилизированной теплоты $q_{ут} = q_{ут}^r + q_{ут}^п$ снижаются затраты теплоты топлива $q_1^п$ в паровом цикле при заданном расходе пара $D_{п}$ или возрастает расход пара, если задан расход топлива в КС ГТУ.



Тепловые схемы (а, в) ПГУ ВП с открытой схемой и термодинамические циклы ПГУ (б, г).

$G_r, G_B, D_{п}$ - массовые расходы газов, воздуха, пара (кг/с); $dП = DП/GB$ - относительный расход пара (кг/кг).

**Улучшение характеристик ГТУ,
работающих по схеме STIG (Дженерал Электрик)**

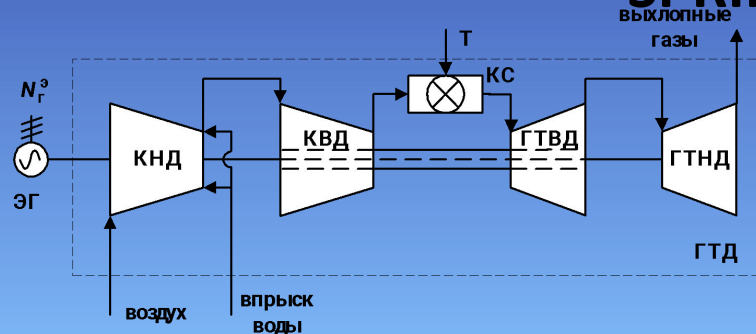
Тип ГТУ	Работа без впрыска пара		Работа по схеме STIG	
	$\eta_{\dot{a}}$, МВт	$N_{\dot{a}}$, %	$N_{\dot{I}\dot{A}\dot{O}}$, МВт	$\eta_{\dot{I}\dot{A}\dot{O}}$, %
LM 1600	13,3	35	16	37
LM 2000	18	35	23,2	39
LM 2500	22,2	35	27,4	39

Условия ISO, топливо – природный газ, $C_v^{NOx} \leq 25$ ppm.

В настоящее время фирма GE разработала ГТУ типа LMS 100 с КПД производства электроэнергии в простом цикле 46%. Работа по парогазовому циклу в схеме STIG увеличивает КПД установки до 50% при электрической мощности $N_r^э = 112$ МВт.

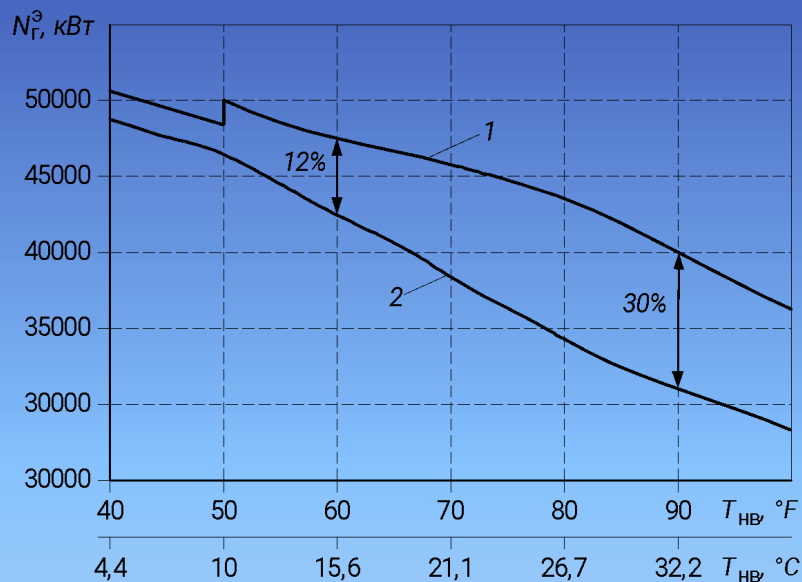
ПГУ ВП системы

SPRINT



Система SPRINT (SPRay INTercooling – промежуточное охлаждение впрыском), предусматривающая промежуточное охлаждение воздуха между ступенями компрессора ГТУ в процессе сжатия путем инъекции (впрыска) воды

ГТУ типа LM 6000 (Дженерл Электрик, США), выполненная на базе авиационного газотурбинного двигателя CF6-80C2 с высоким коэффициентом двухконтурности. Унаследовано преимущество базового ГТД, где рабочая частота вращения ротора низкого давления составляет ~3600 об/мин. Он является ведущим и обеспечивает прямое соединение системы низкого давления ГТД с электрогенератором. Модернизированный вариант рассматриваемой ГТУ LM 6000 PC/PD имеет увеличенную электрическую мощность до 43 МВт и КПД производства электроэнергии до 42% (по ISO). В отличие от большинства ГТУ, рассматриваемая установка управляется главным образом воздействием температуры воздуха за компрессором ВД вместо начальной температуры газов перед газовой турбиной ВД.

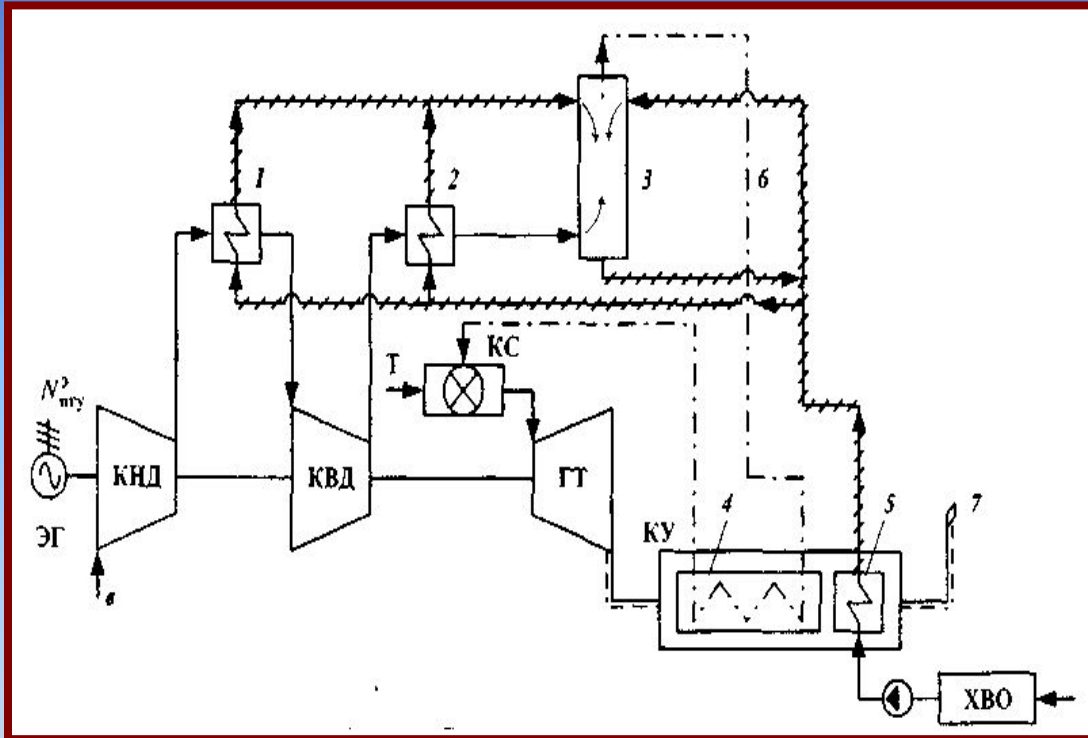


Применение технологии SPRINT увеличивает массовый расход воздуха через компрессор на 23%, повышает электрическую мощность ГТУ на 28%, а ее КПД производства электроэнергии до 40% (показатели «брутто»)

Система SPRINT понижает температуру воздуха за компрессорами, а его охлаждение уменьшает работу сжатия. Эта система состоит из впрыска капельной воды в области воздухозаборников компрессоров высокого и низкого давления. Это осуществляется подачей воздуха, отбираемого за 8 ступенью КВД на два воздушных патрубка, патрубки впрыска воды и блоки распылительных насадок, где капли воды значительно измельчаются (диаметр каплей составляет не более 20 микрон) перед впрыском в область воздухозаборников КВД и КНД: 23 струйные форсунки для компрессора НД и 25 струйных форсунок для компрессора ВД. Дозирующий водяной клапан управляет подачей воды в водяной коллектор к форсункам.

ПГУ ВП с открытой схемой системы НАТ

Дальнейшим развитием технологии охлаждения воздуха в компрессоре ГТУ в процессе сжатия является система т.н. Влажной Газовой Турбины или ГТУ на влажном воздухе НАТ цикл (Humid Air Turbine).



Тепловая схема ГТУ ВП с открытой схемой - НАТ-цикл.

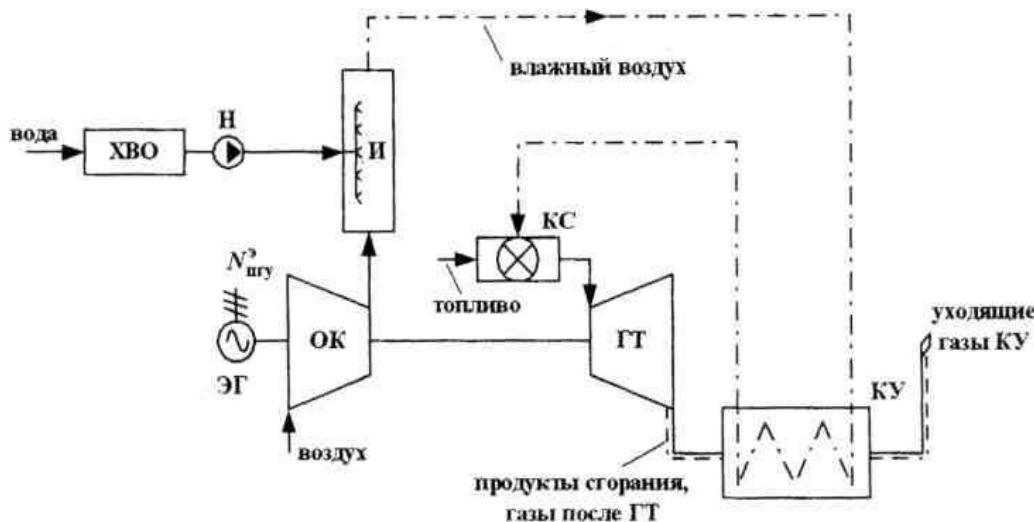
КНД, КВД компрессоры низкого и высокого давления; ГТ - газовая турбина; КС - камера сгорания ГТУ; ЭГ - электрогенератор; Н - насос; 1 - промежуточный охладитель воздуха; 2 - переохладитель воздуха; 3 - увлажнитель воздуха; 4 - теплообменник; 5 - водяной экономайзер; 6 - влажный воздух; 7 - уходящие газы котла-утилизатора (КУ); Т - топливо; в, - воздух; // - вода; - продукты сгорания, газы после ГТ; - влажный воздух

НАТ цикл обладает рядом преимуществ:

- повышенная удельная полезная мощность по сравнению с обычной ГТУ вследствие уменьшения затраты мощности в компрессоре. Влажный пар замещает в ГТ часть сжимаемого воздуха;
- парогазовый НАТ цикл, как и цикл STIG, характеризуется отсутствием паровой турбины, что уменьшает удельные капиталовложения;
- КПД использования теплоты топлива в парогазовой установке приближается к единице

вследствие более полного использования энергии. Вода после экономайзера (5) при давлении 4÷6 МПа используется до температуры несколько ниже температуры насыщения (250÷275°C), охлаждая сжатый воздух. В увлажнителе (3) этот воздух контактирует с подогретой в элементах 1 и 2 водой и насыщается водяными парами одновременно повышая свою температуру. Основная часть теплоты испарения – это накопленная теплота подогретой воды, т.е. имеет место регенерация теплоты сжатого воздуха и передача ее влажному воздуху (6). Он дополнительно нагревается в газоздушном теплообменнике КУ (4) и вводится в КС ГТУ, где сжигается топливо.

ПГУ ВП с испарителем



Теплота, полученная при сжатии воздуха, используется для испарения воды, впрыскиваемой в поток воздуха после компрессора. Далее полученный влажный воздух поступает в котел-утилизатор (рекуператор), в котором происходит его нагрев уходящими газами. Нагретый влажный воздух затем впрыскивается в камеру сгорания ГТУ.

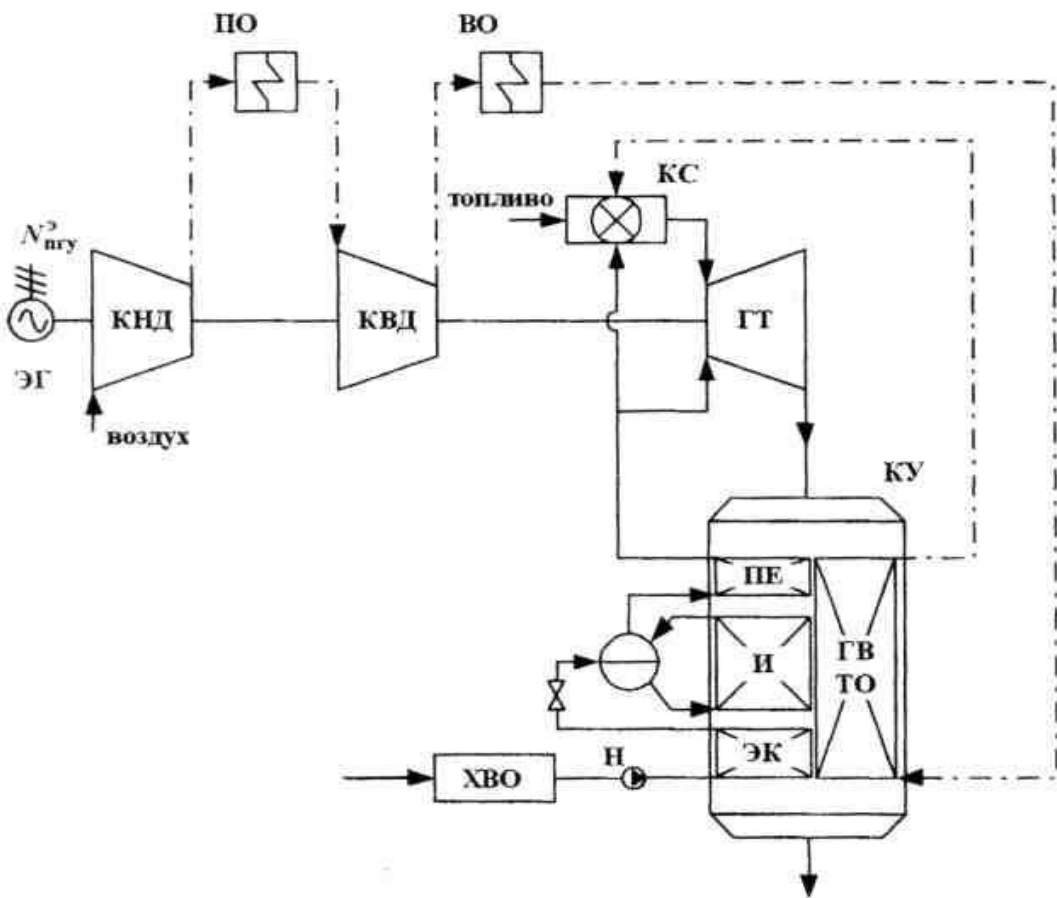
Тепловая схема ПГУ ВП с испарителем

ОК - осевой компрессор; ГТ - газовая турбина; КС - камера сгорания ГТУ; ЭГ - электрогенератор; Н - насос; КУ - котел-утилизатор (рекуператор); И - испаритель; ХВО - химическая очистка воды

Преимущества данного цикла такие же, как и в обычном цикле с впрыском пара, - увеличение расхода потока и теплоемкости среды через газовую турбину и, как следствие, увеличение мощности и экономичности установки.

Недостатки: влажный воздух имеет ухудшенные термодинамические характеристики, поэтому для утилизации тепла сбросных газов ГТУ требуются большие поверхности теплообмена КУ и увеличенный диаметр трубок, чтобы пропустить весь расход сжатого воздуха. Это, несомненно, приводит к росту капитальных вложений в установку.

ПГУ ВП системы DRIASI



DRIASI (Dual-Recuperated Inter-cooled – After-cooled Steam-Injected)

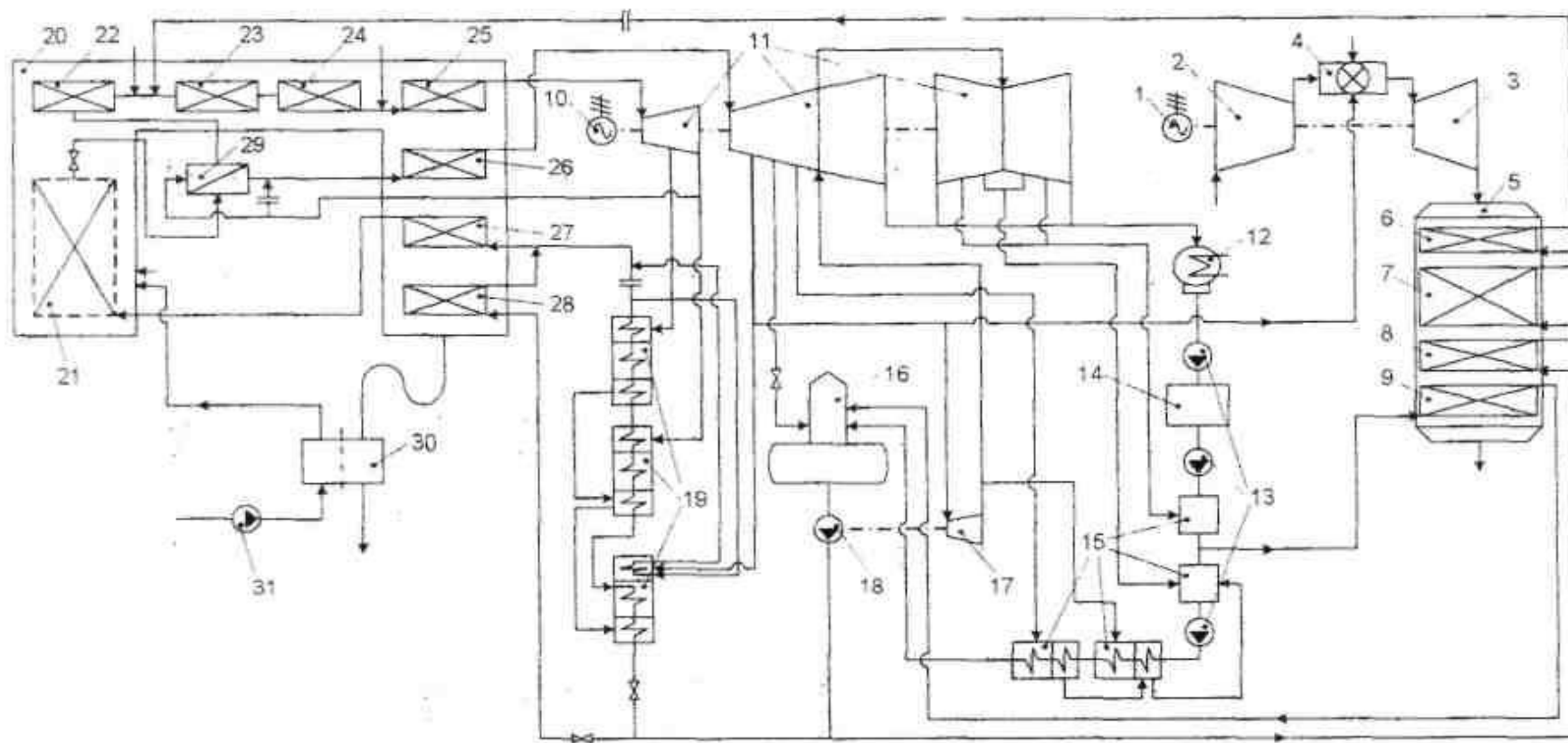
Данный цикл сочетает впрыск пара, рекуперацию и впрыск воды. Установки, использующие рассматриваемый цикл, более эффективны, чем обычные комбинированные циклы в малых системах мощностью до 30 МВт.

В схему двухступенчатого компрессора ГТУ включены промежуточный охладитель и вторичный охладитель воздуха. Охлаждение воздуха позволяет уменьшить работу, затрачиваемую компрессором на сжатие. Перед подачей в камеру сгорания воздух дополнительно подогревается в котле-утилизаторе, используя теплоту выхлопных газов ГТ. Одновременно в КУ вырабатывается пар, который впрыскивается в камеру сгорания ГТУ и подается на вход ГТ для снижения образования оксидов азота и увеличения расхода среды в ГТ.

Тепловая схема ПГУ ВП с циклом DRIASI.

КНД, КВД - компрессоры низкого и высокого давления; ГТ - газовая турбина; КС - камера сгорания; Н - насос; КУ - котел-утилизатор, ПЕ - пароперегреватель; И - испаритель; ЭК - экономайзер; ГВТО - газоздушный теплообменник; ПО - промежуточный охладитель; ВО - вторичный охладитель; ХВО - химическая водоочистка; ЭГ - электрогенератор

Комбинированная парогазовая установка с параллельной схемой работы и впрыском пара в камеру сгорания ГТУ

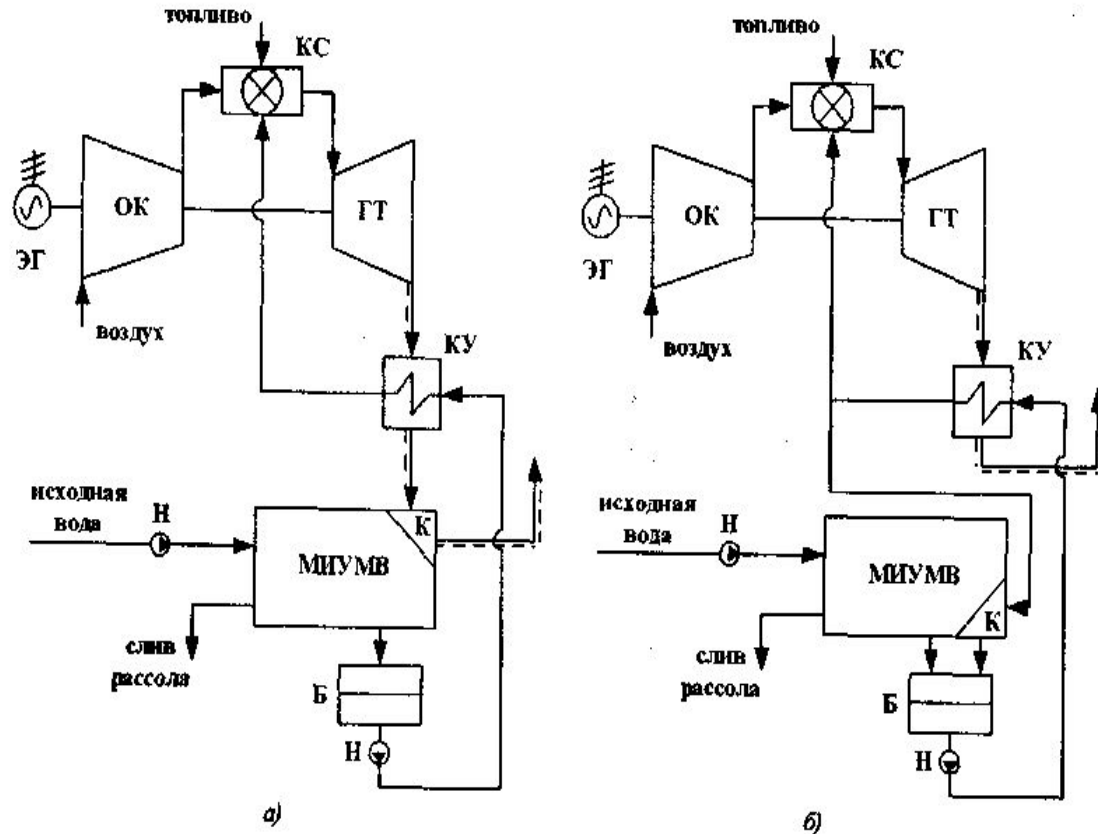


Тепловая схема комбинированной парогазовой установки с параллельной схемой работы с впрыском пара в камеру сгорания ГТУ.

1- электрогенератор ГТУ; 2 - компрессор ГТУ; 3 - газовая турбина ГТУ; 4 – КС ГТУ; 5 – КУ ГТУ; 6, 7, 8, 9 - пароперегреватель, испаритель (зона максимальной теплоемкости среды), экономайзер и газовый подогреватель конденсата соответственно прямоточного котла-утилизатора на сверхкритические параметры пара; 10 - электрогенератор паросиловой турбины; 11 - К-300-240 ЛМЗ; 12 - конденсатор пара; 13 - КН I-III ступеней; 14 - БОУ; 15 - ПНД; 16 - деаэратор питательной воды; 17 - турбопривод питательного насоса 18; 19 - ПВД; 20 - прямоточный паровой котел на сверхкритические параметры пара и паропроизводительностью - 1000 т/ч; 21 - топочные экраны котла; 22÷24 - ширмовые пароперегреватели I-III ступени; 25 - конвективный пароперегреватель пара; 26 - промпароперегреватель; 27 - водяной экономайзер котла; 28 - турбинный экономайзер; 29 - паропаровой теплообменник; 30 - регенеративный воздухоподогреватель; 31- дутьевой вентилятор.

Установка состоит из паротурбинного энергоблока повышенной эффективности (БПЕ) и энергетической ГТУ с котлом-утилизатором. В схеме ПГУ выполнен дополнительный подогрев части питательной воды высокого давления в экономайзере КУ ГТУ. Общий поток питательной воды после питательного турбонасоса разделяется на два потока: один из них с производительностью энергетического парового котла при номинальной нагрузке, второй – с расходом воды, обеспечивающей производительность по пару котла-утилизатора. Оба потока рабочей среды – перегретый пар КУ и пар после ширм первой ступени энергетического котла – объединяются и обеспечивают пар с выходными параметрами повышенного расхода. Этот пар поступает в паровую турбину энергоблока. Для более полной утилизации тепла выхлопных газов газовой турбины в котле-утилизаторе дополнительно помещен газовый подогреватель конденсата, в который поступает часть основного конденсата БПЭ, и который, таким образом, частично байпасирует систему регенерации низкого давления БПЭ. Из цилиндра среднего давления паровой турбины отбирается часть пара для подачи в камеру сгорания газотурбинной установки. Соответственно уменьшается пропуск пара в конденсатор и тепловые потери в конденсаторе паровой турбины. Впрыск пара приводит к увеличению экономичности и мощности ГТУ вследствие замещения части воздуха паром более высокой теплоемкости и снижения затрат мощности на сжатие воздуха в компрессоре. Отбор пара из паровой турбины на впрыск в камеру сгорания ГТУ позволяет регулировать расход впрыскиваемого пара независимо от тепловой нагрузки котла-утилизатора. Подбором расхода пара и расхода горючего газа параметры на входе в газовую турбину сохраняются неизменными. Для впрыска в камеру сгорания используется пар из отбора паровой турбины, что позволяет регулировать расход впрыскиваемого пара независимо от тепловой нагрузки котла-утилизатора. Уменьшение мощности паровой турбины при отборе от нее пара компенсируется уменьшением мощности компрессора при снижении его производительности. Дополнительный расход пара на впрыск генерируется в котле-утилизаторе, использующем теплоту сбросных газов после газовой турбины. Генерируемый в котле-утилизаторе пар подается в рассечку между ширмовыми пароперегревателями энергетического котла, в котором он смешивается с основным потоком пара и догревается до номинальных параметров перед паровой турбиной. Паровой баланс установки определяется отбором пара из паровой турбины и подачей этого пара в камеру сгорания газотурбинной установки. Соответственно уменьшаются тепловые потери в конденсаторе паровой турбины, и увеличивается экономичность установки в целом.

ПГУ ВП с установкой термического обессоливания



Так как к впрыскиваемому в КС ГТУ пару, а соответственно и к исходной воде для цикла, предъявляются высокие требования по чистоте, имеет смысл осуществить схему ПГУ ВП с установкой термического обессоливания вместо химической водоочистки (ХВО).

Термическая водоподготовка с испарительными установками получила широкое распространение не только на электрических станциях, но и в других технологических процессах. В ряде случаев используют многоступенчатые испарительные установки (МИУ) или многоступенчатые испарительные установки мгновенного вскипания (МИУМВ).

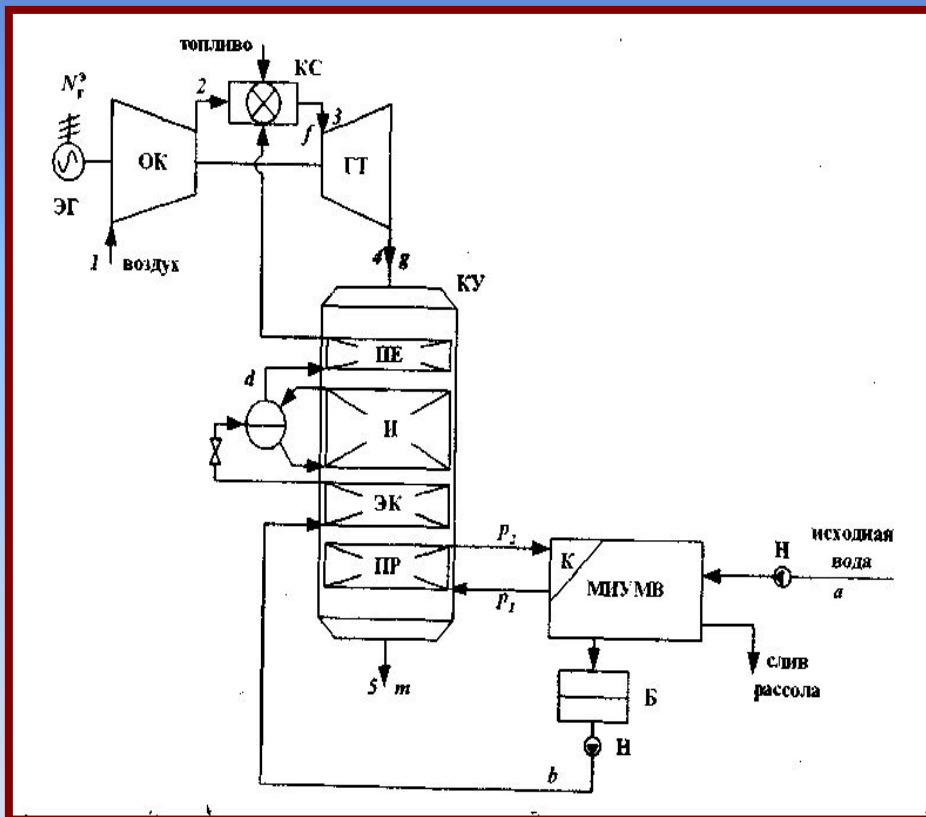
Тепловая схема ПГУ ВП с установкой термического обессоливания при нагреве рассола дымовыми газами (а) и сухим насыщенным паром (б)

ОК - осевой компрессор; ГТ - газовая турбина; КС - камера сгорания; Н - насос; ЭГ - электрогенератор; МИУМВ - многоступенчатая испарительная установка мгновенного вскипания; Б - бак обессоленной воды; КУ - котел-утилизатор; К - подогреватель рассола

Исходная вода подается насосом в МИУ МВ, состоящая из нескольких секций. В первой секции нагрева (секция утилизации теплоты) рассол нагревается до максимальной температуры за счет теплоты внешнего источника (выходные газы ГТУ). Центральные секции исполняют роль регенератора теплоты, а последние служат для охлаждения. В них пар конденсируется питательной водой (часть ее сливается из установки). Применение рециркуляции рассола, выходящего из последней ступени на продувку, позволяет уменьшить расход теплоты в МИУ МВ.

Секцию утилизации теплоты выходных газов ГТУ в МИУ МВ можно осуществить в нескольких вариантах. В первом из них используется котел-утилизатор (КУ), в котором производится пар для впрыска в КС ГТУ и нагреватель рассола (К) обессоливающей установки, в котором рассол нагревается непосредственно выхлопными газами ГТУ. Во втором варианте котел-утилизатор производит пар, одна часть которого поступает на впрыск в КС ГТУ, а другая конденсируется в нагревателе рассола обессоливающей установки.

Тепловая схема ПГУ ВП с установкой термического обессоливания при нагреве рассола дымовыми газами и промежуточным подогревом рассола



Вариант отличается от первого тем, что в ней используется промежуточный подогреватель рассола, являющийся одной из поверхностей нагрева котла-утилизатора.

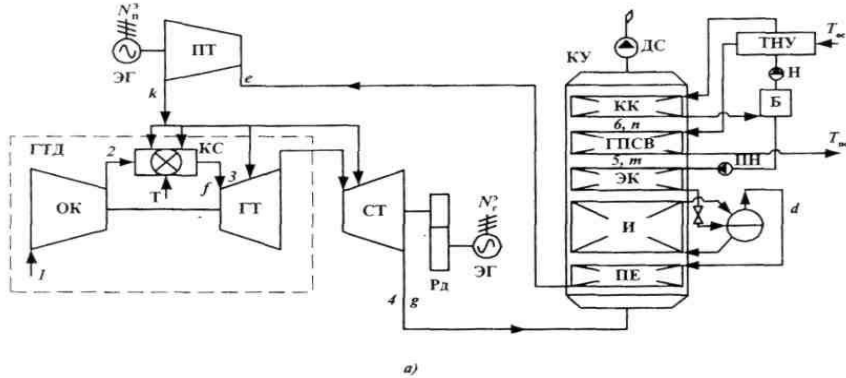
Удельный расход теплоты на обессоливание исходной воды уменьшается с ростом числа ступеней МИУ МВ и площади теплообмена, но при этом увеличиваются капиталовложения в установку. Пар после КУ выходит с давлением, несколько превышающем давление воздуха за компрессором, что обеспечивает возможность его впрыска в КС ГТУ. Утилизация теплоты выходных газов за КУ ограничивается минимальной температурой этих газов на выходе из дымовой трубы.

Выполненные исследования показали, что установки подобного типа по сравнению с ПГУ с КУ характеризуются увеличенными издержками на топливо (на 5... 10%), т.е. обладают меньшей экономичностью, но требуют пониженных капиталовложений на (25... 30%) в установку, а также меньше эксплуатационных затрат на подготовку обессоленной воды.

Тепловая схема ПГУ ВП с установкой термического обессоливания при нагреве рассола дымовыми газами и промежуточным подогревом рассола.

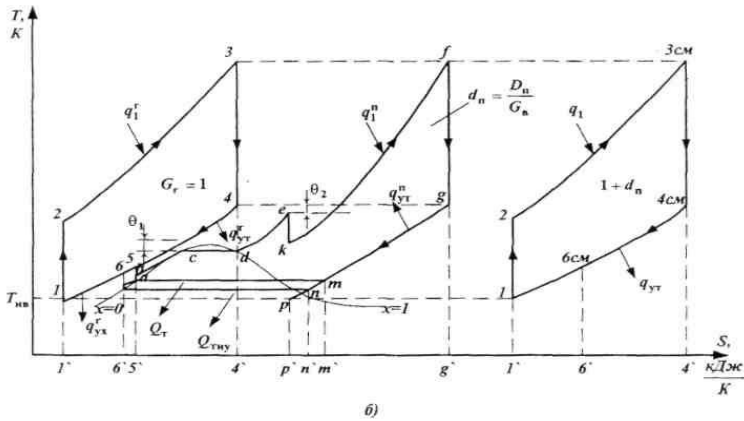
ОК - осевой компрессор; ГТ - газовая турбина; КС - камера сгорания; Н - насос; ЭГ - электрогенератор; МИУМВ - многоступенчатая испарительная установка мгновенного вскипания; Б - бак обессоленной воды; КУ котел-утилизатор; ПЕ - пароперегреватель; И - испаритель; ЭК - экономайзер; ПР - подогреватель рассола

МЭС-60



Газотурбинный двигатель (ГТД) в тепловой схеме ПГУ создан на основе авиационного двигателя АЛ-21Ф фирмы «Сатурн», в который внесены ряд изменений, превращающие его в энергетическую установку: турбина компрессора (ГТ) выполнена одноступенчатой, добавлена силовая трехступенчатая газовая турбина (СТ), полностью реконструирована камера сгорания с учетом работы ПГУ на природном газе с впрыском пара, внесены изменения в систему подшипников, предусмотрено паровое охлаждение горячих деталей ГТ и СТ и др.

За ГТУ установлен котел-утилизатор одного давления пара для использования теплоты выходных газов СТ. В нем смонтированы парогенерирующий контур (пароперегреватель, испаритель, экономайзер), газовый сетевой подогреватель (ГСП) подогрева сетевой воды и контактный конденсатор (КК). Последний включен в систему теплонасосной установки и используется для конденсации и сбора сконденсировавшейся влаги: пара, впрыскиваемого в ГТУ, и водяных паров, образовавшихся в результате сгорания природного газа. Используется также скрытая теплота парообразования. Конденсатный бак (Б), подключенный к КК, и питательный насос



В котле-утилизаторе генерируется перегретый пар (процесс b-c-d-e) с температурой $T_{\text{ПЕ}}=T_4-\Theta_2$, который затем поступает в противодавленческую паровую турбину, где сбрасывает часть своего энергетического потенциала (процесс e-k) – снижается его давление и температура, а следовательно возрастает подвод теплоты топлива $q_1^{\text{П}}$, расходуемого в КС ГТУ для нагрева пара до температуры $T_{\text{НГ}}=T_7=T_{3\text{см}}$ (рис. 12 б).

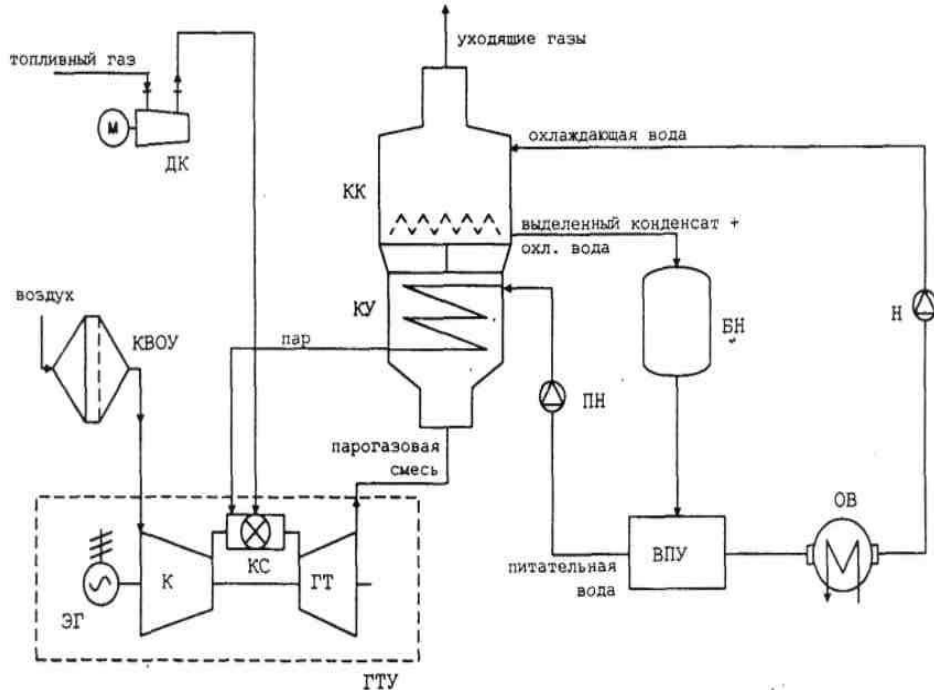
Перегретый пар после паровой турбины разделяется на экологический пар, подавляющий оксиды азота, и энергетический пар, формирующий начальную температуру газов $T_{\text{НГ}}=T_{3\text{см}}$ и охлаждающий первую и единственную ступень ГТ.

Тепловая схема теплофикационной ПГ ВП с конденсацией в паровароутилизаторе, с предвключенной паровой турбиной типа МЭС-60 (а) и термодинамические циклы (б)

ПГУ ВП

«Водолей»

Парогазовая установка с впрыском пара «Водолей» выполнена по проекту компании ГП НПКГ «Зоря» – «Машпроект» (Украина) в двух модификациях мощностью 16 и 25 МВт. Она отличается от ПГУ ВП МЭС-60 отсутствием предвключенной паровой турбины и иным способом организации конденсации влаги в контактном конденсаторе за КУ.



Уходящие газы ГТУ с высокой температурой поступают в котел-утилизатор, где за счет частичной утилизации их теплоты генерируется пар. Получаемый перегретый пар подается на впрыск в камеру сгорания ГТУ, за счет чего повышается электрическая мощность ГТУ и массовый расход парогазовой смеси на выходе из газовой турбины. После котла-утилизатора смесь охлаждается в контактном конденсаторе, который устанавливается сразу за КУ по ходу газов. Выделенный из смеси конденсат сливается в бак-накопитель, куда поступает также вода, охлаждающая конденсатор. После этого вода поступает в систему водоподготовки энергоустановки и насосами часть ее подается в котел-утилизатор, а другая часть, предварительно охлажденная в водяном холодильнике, - в контактный конденсатор. Изготовителем предусматривается работа установки с неработающим котлом-утилизатором, если температура газов на входе в КУ не будет превышать 500°C, но при этом значительно снижается электрическая мощность и КПД ГТУ. Также предусматривается работа установки в режиме выработки электроэнергии и полного или частичного отбора генерируемого в котле пара на технологические нужды объекта. По желанию заказчика может быть установлена дополнительная секция (отопительная) между котлом и контактным конденсатором для получения горячей воды в отопительную сеть.

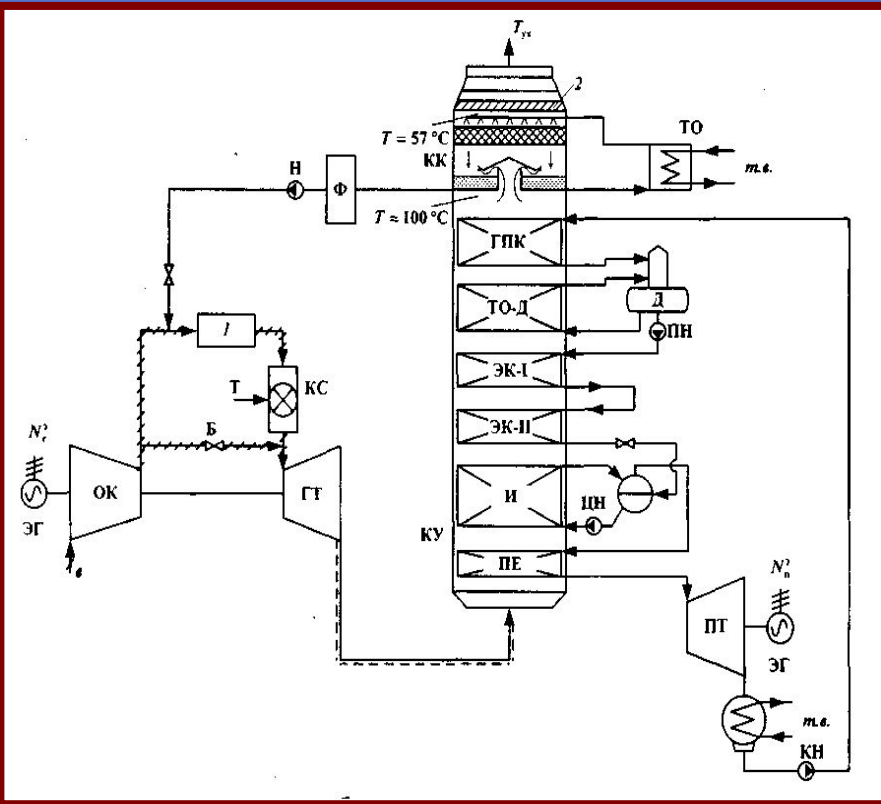
Система подготовки топлива обеспечивает его очистку в соответствии с предъявляемыми поставщиком оборудования требованиями, и подачу газообразного топлива к камере сгорания ГТД с давлением 30 кгс/см² и температурой 20÷40°C.

Максимальная мощность установки «Водолей-25» достигается в режиме пиковой нагрузки газотурбинного двигателя с максимально допустимым энергетическим впрыском пара. Минимальная нагрузка энергетической установки определяется условиями работы ГТД без подачи пара в камеру сгорания в соответствии с требованиями завода-изготовителя.

Схема энергоблока «Водолей-25»

БН - банк-накопитель конденсата; ВПУ - водоподготовительная установка; ГТ - газовая турбина; ГТУ - газотурбинная установка; ДК - дожимной компрессор; К - компрессор; КВОУ - комплексное воздухоочистительное устройство; КК - контактный конденсатор; КС - камера сгорания; КУ - котел-утилизатор; Н - насос; ОВ - охладитель воды (водяной холодильник); ПН - питательный насос; ЭГ - электрогенератор.

Контактный конденсатор в схеме ПГУ ВП



Для обеспечения полного возврата воды, испаряемой в котле-утилизаторе, в цикл содержание водяных паров в парогазовой смеси на выходе КК не должно превосходить количество водяного пара, образующегося в камере сгорания при сжигании природного газа, точнее должно быть меньше его на величину продувок и потерь воды в контуре. Это диктует подачу циркуляционной воды с достаточно низкой температурой ($\sim 25^\circ\text{C}$). До этой температуры охлаждается лишь часть циркуляционной воды ($\sim 15\%$), большая часть охлаждается до $\sim 55^\circ\text{C}$ (см. раздел 3.4) и подается на нижний ярус насадки. Температура образующегося конденсата $65\dots 70^\circ\text{C}$. Температура парогазовой смеси на входе в КК – 90°C . Температура уходящих газов КУ – 40°C .

Тепловая схема ПГУ ВП комбинированного типа (LOTNESCO-цикл)

К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КС – камера сгорания (сжигание природного газа при использовании 50% воздуха и 50% водяного пара); КК – контактный конденсатор водяных паров; Б – воздушный байпас; КУ – котел-утилизатор (ПЕ – пароперегреватель; И – испаритель; ЭК-I, ЭК-II – экономайзеры; ТО-Д – теплообменник деаэратора питательной воды; ГПК – газовый подогреватель конденсата); ПТ – паровая турбина; ЭГ – электрогенератор; ТО – теплообменник; Ф – фильтрующая установка; 1 – испаритель в потоке сжатого воздуха; 2 – жалюзийный сепаратор; в – воздух; Т – топливо; т. в. – техническая вода.

Показатели экономичности ПГУ ВП типа МЭС-60

Температура наружного воздуха	°С	-28	-10,2	-3,1	8 _{оп}	8 _{оп}	15
Установленное оборудование		4 ТНУ	4 ТНУ	4 ТНУ	4 ТНУ	2 ТНУ	2 ТНУ
Паропроизводительность КУ	т/ч	58,9	64	65,9	68,9	68,9	70,7
Потери пара КУ	т/ч	1,18	1,28	1,32	1,38	1,38	1,41
Дополнительная паропроизв. ПК	т/ч	66,00	51,04	38,17	9,98	28,54	32,32
Потери пара ПК	т/ч	1,32	1,02	0,76	0,20	0,57	0,65
Итого паропроизводительность ПК	т/ч	67,32	52,06	38,93	10,18	29,11	32,97
Расчет мощности потока пара в турбине							
Расход потока пара	т/ч	123,72	113,76	102,75	77,50	96,06	101,61
	кг/с	34,37	31,60	28,54	21,53	26,68	28,23
Давление пара на входе	МПа	8,8					
Температура пара на входе	°С	535					
Энтальпия пара на входе	кДж/кг	3476,7					
Энтродия пара на входе	кДж/кгК	6,782					
Давление пара в пром. отборе	МПа	1,275					
Теор. энтальпия пара в отборе	кДж/кг	2923,8					
Энтальпия пара в отборе	кДж/кг	3034,4					
Внутренний теплоперепад	кДж/кг	442,3	442,3	442,3	442,3	442,3	442,3
Вырабатываемая мощность	МВт	14,75	13,56	12,25	9,24	11,45	12,11
Расчет расхода топлива на ПК							
Давление пара на выходе	МПа	9,8					
Температура пара на выходе	°С	540					
Энтальпия пара на выходе	кДж/кг	3479,0	3479,0	3479,0	3479,0	3479,0	3479,0
Давление в деаэраторе	МПа	0,59					
Энтальпия воды за деаэратором	кДж/кг	667,7					
Подогрев в ПН	кДж/кг	18,1					
Энтальпия питательной воды	кДж/кг	685,8	685,8	685,8	685,8	685,8	685,8
Дополнительная нагрузка ПК	МВт	52,2	40,4	30,2	7,9	22,6	25,6
Дополнит. расход топлива на ПК	кг/с	1,31	1,01	0,76	0,20	0,56	0,64
Расход топлива на ГТД	кг/с	2,39	2,35	2,34	2,32	2,32	2,31
Электрическая нагрузка							
ГТД	МВт	51	51	51	51	51	51
Дополнительного потока в ПТ	МВт	14,75	13,56	12,25	9,24	11,45	12,11
Всего	МВт	65,75	64,56	63,25	60,24	62,45	63,11
Теплофикационная нагрузка							
ПСВ	МВт	52,45	39,68	30,07	9,86	21,42	22,23
ТНУ	МВт	26,67	26,67	26,67	26,67	15,74	15,74
ГПСВ	МВт	14,01	13,63	13,48	13,29	13,29	13,20
Всего	МВт	93,13	79,98	70,21	49,82	50,45	51,16
Показатели экономичности							
КПД по выработке электроэнергии	—	0,742	0,758	0,772	0,815	0,683	0,672
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	г/кВт·ч	165,7	162,3	159,4	151,0	180,0	182,9
Полный КПД использования топлива	—	0,874	0,875	0,877	0,889	0,796	0,788