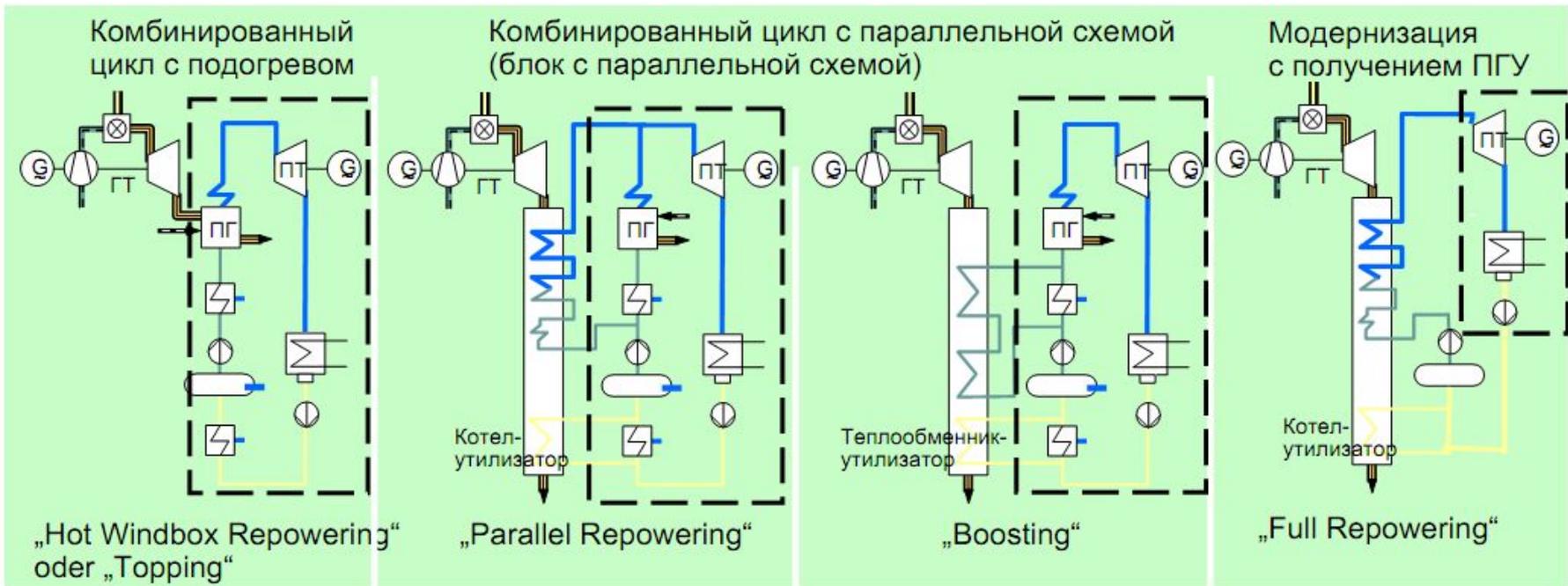


Парогазовые и газотурбинные установки ТЭС

**Парогазовые технология на пылеугольных
электростанциях и реконструкции ТЭС**

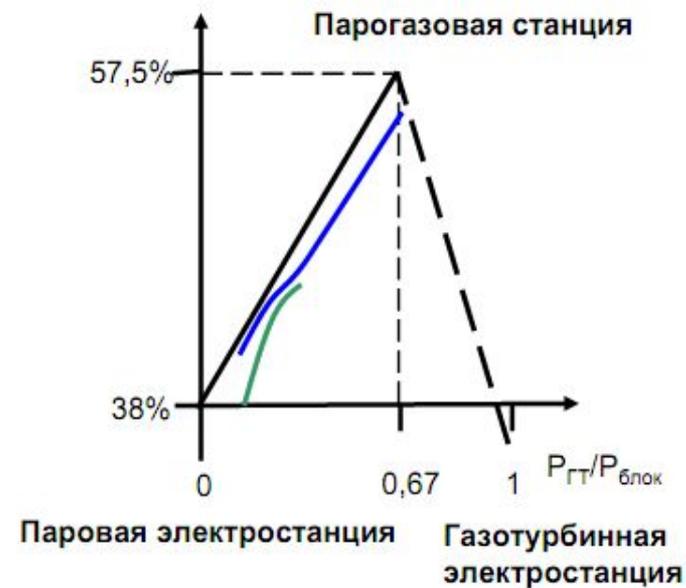
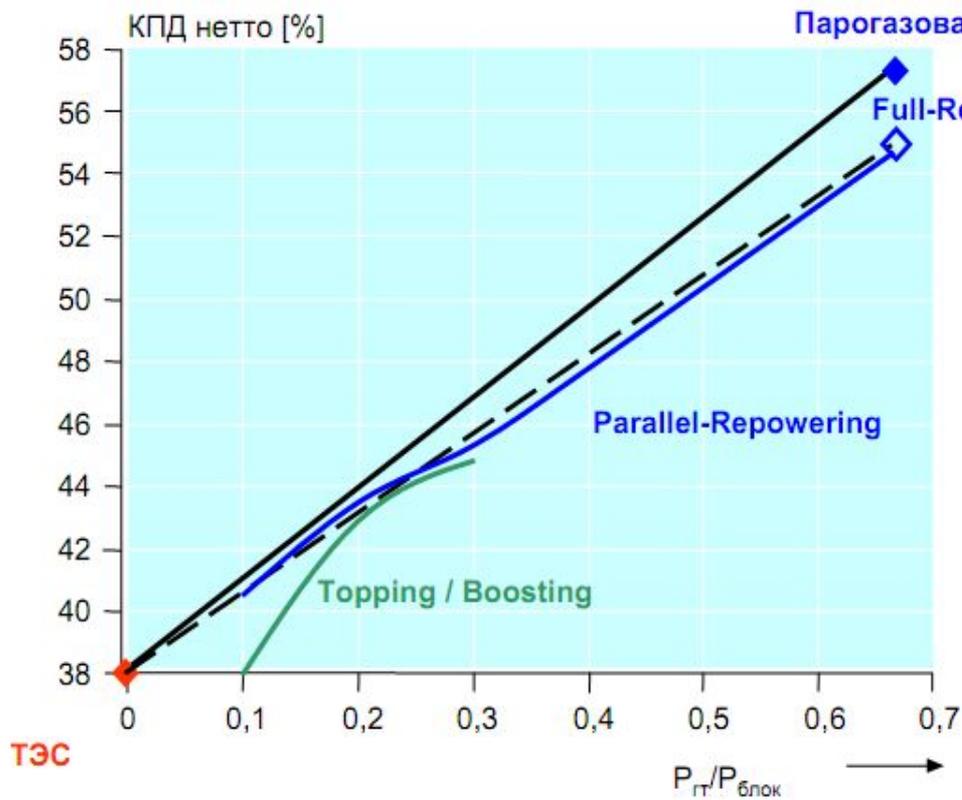


„**Topping**“ = Комбинированный цикл с подогревом

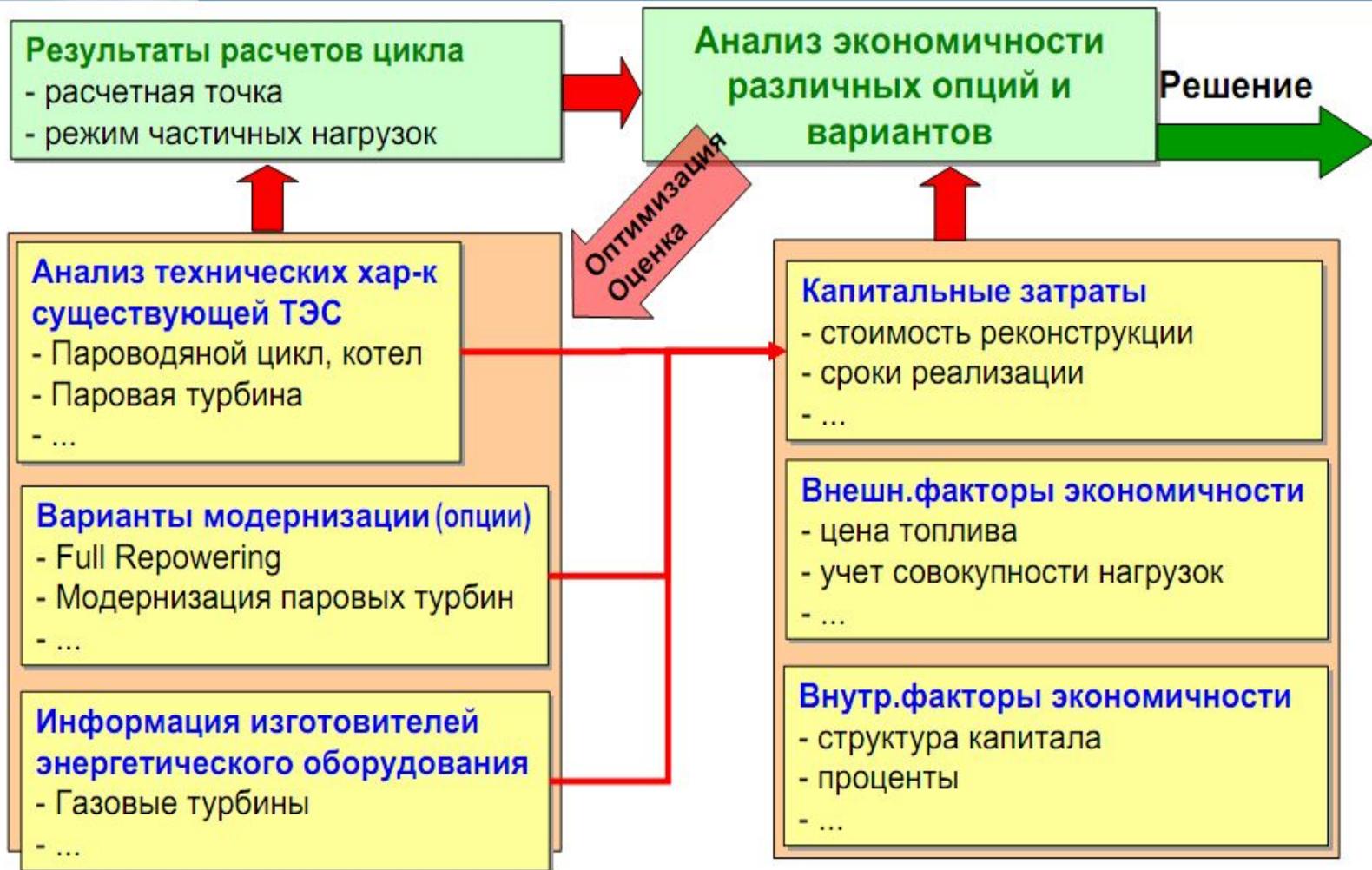
„**Parallel Repowering**“ = Комбинированный цикл с параллельной схемой и выработкой пара

„**Boosting**“ = Комбинированный цикл с параллельной схемой и подогревом питательной воды

„**Full Repowering**“ = Техническое перевооружение с получением ПГУ



ПРОЦЕСС ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН REPOWERING



Тепловые схемы ПГУ с параллельной схемой работы

По сути пристройка к существующей части
«Энергетического модуля: ГТУ-КУ».

Пар на паровую турбину вырабатывается как минимум в двух котлах: котле-утилизаторе и энергетическом котле.

Тепловые схемы:

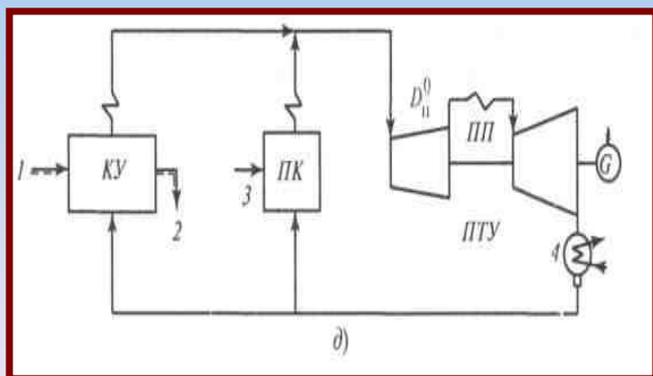
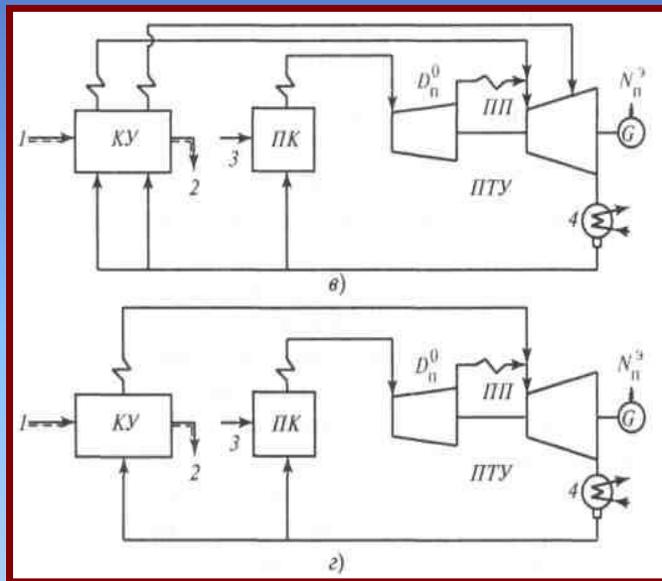
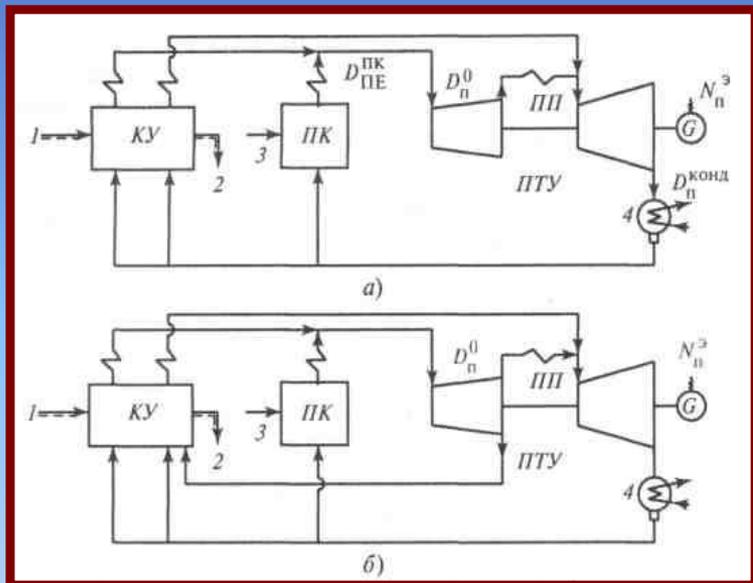
Пар от котла утилизатора 1-го давления подается в ЧВД

Пар от КУ 1-го давления подается в ЧСД

Пар от КУ 2-й давлений подается в ЧВД и ЧСД (после промперегрева) или ЧСД и ЧНД

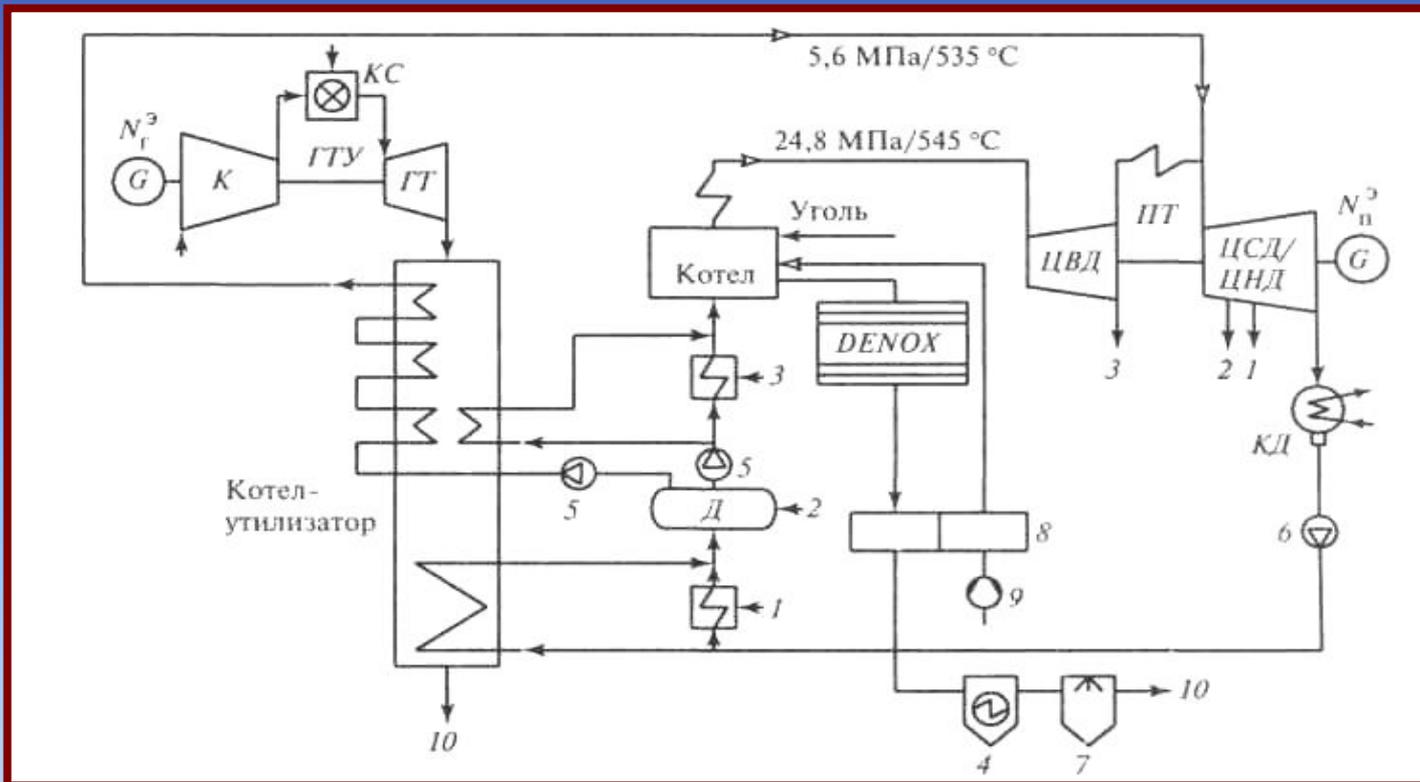
Пар от модуля на общий коллектор с поперечными связями
(разновидность ТЭЦ-9)

Тепловые схемы ПГУ с параллельной схемой работы



Варианты тепловых схем пылеугольных ПГУ с параллельной схемой работы

а — двухконтурный КУ пара высокого и среднего давления; б — то же, но газовый промежуточный перегрев пара среднего давления осуществляется как в энергетическом паровом котле, так и в КУ; в — двухконтурный КУ пара среднего и низкого давления; г — одноконтурный КУ пара среднего давления; д — одноконтурный КУ пара высокого давления; 1 — газы после ГТУ; 2 — уходящие газы КУ в дымовую трубу; 3 — пылеугольные горелки энергетического парового котла ПК; 4 — конденсатор ПТУ; ПП — газовый промежуточный перегрев пара в ПК



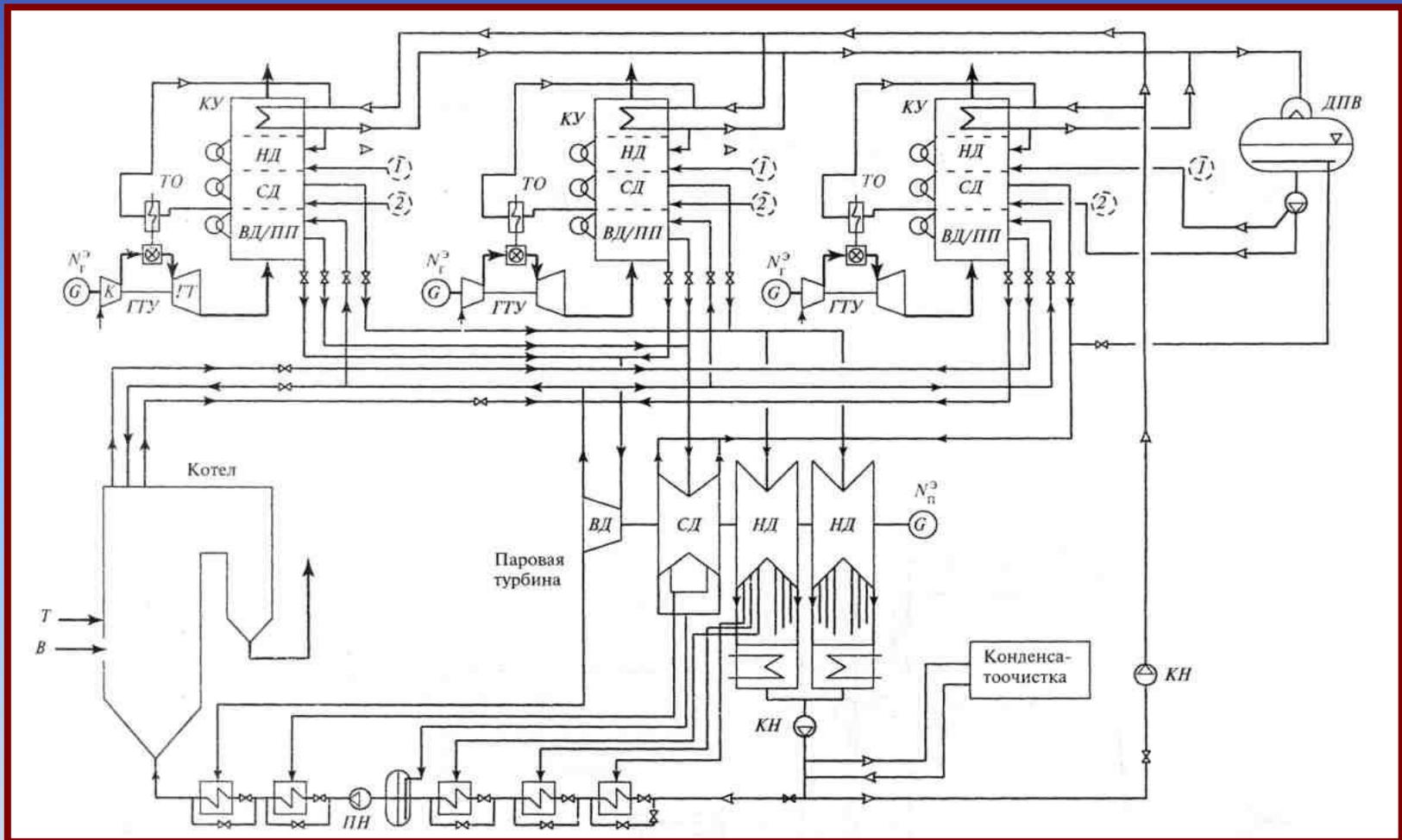
Тепловая схема ПГУ ТЭС «Альтбах Дейцизау-2» (Штутгарт, Германия)

1 — ПНД; 2 — деаэратор; 3 — ПВД; 4 — электрофильтры; 5 — питательный насос; 6 — конденсатный насос; 7 — установка для удаления серы; 8 — регенеративный воздухоподогреватель; 9 — дутьевой вентилятор; ЦВД, ЦСД, ЦНД — цилиндры высокого, среднего и низкого давления ПТ; 10 — вывод газов в дымовую трубу

Особенности тепловых схем ПГУ с параллельной схемой

- 1) если P_0 , t_0 – сверх критика, то КУ выполняется прямоточным
- 2) в КУ часть ПВ и конденсата (частичный обвод системы регенерации) 40-60 % конденсата в КУ, 7-13 % по питательной воде, доля пара от КУ составляет 17-32%.
- 3) Производительность парового котла уменьшается, т.к. есть ограничения по расходу пара по проточной части ПТУ, ограничения по D_k , ограничения по электрогенератору.
- 4) Возможно перераспределение
- 5) Если температура конца ГТУ не стабильна то применяется дожигание.
- 6) Водный режим в обоих котлах должен быть одинаковым (одинаковая водоподготовка)

К примеру: повышение экономичности К-210 составляет до 40% брутто, с SGT-1000F -44.2 %, с GT-8C -43%, т.е от 3 до 5 % абсолютных.



Тепловая схема энергоблока ПГУ с комбинированной схемой на ТЭС «Peterhad» в Шотландии (Siemens)
ВД — высокое давление; **СД** — среднее давление; **НД** — низкое давление: **ПП** — промежуточный перегрев; **Г** — электрогенератор; **ПН, КН** — питательный и конденсатный насосы; **ДПВ** — деаэратор; **Т** — топливо; **В** — воздух; **1, 2** — питательная вода низкого и среднего давления

Пример реконструкции электростанции с внедрением газовых турбин – Проект Peterhead, Шотландия

Технологическая схема	КПД	Мощность		
		ГТ	ПТ	Блок
ТЭС до реконструкции	38%	---	660МВт	660МВт
ПГУ с тремя ГТ	>55%	780МВт	390МВт	1170МВт
ПГУ с двумя ГТ	>55%	520МВт	260МВт	780МВт
Гибридная эксплуатация	>51%	780МВт	570МВт	1350МВт



Режимы работы

ПГУ

ПТУ

ГТУ+ПТУ

Автономная работа ГТУ с использованием байпаса

Возможность широкого диапазона регулирования нагрузок

Возможность использования твердого топлива с более высокой калорийностью.

Эти режимы обеспечиваются наличием запорно-регулирующей арматуры.

Технические ограничения при расчете режимов

По пропуску пара в конденсатор

по мощности паровой турбины

если осуществляется подогрев питательной воды в КУ нужно ограничивать $t_{пв} = 305-310$ С во избежание закипания

также нужно в этом случае учитывать изменение экономичности ПТУ за счет сокращения регенерации.

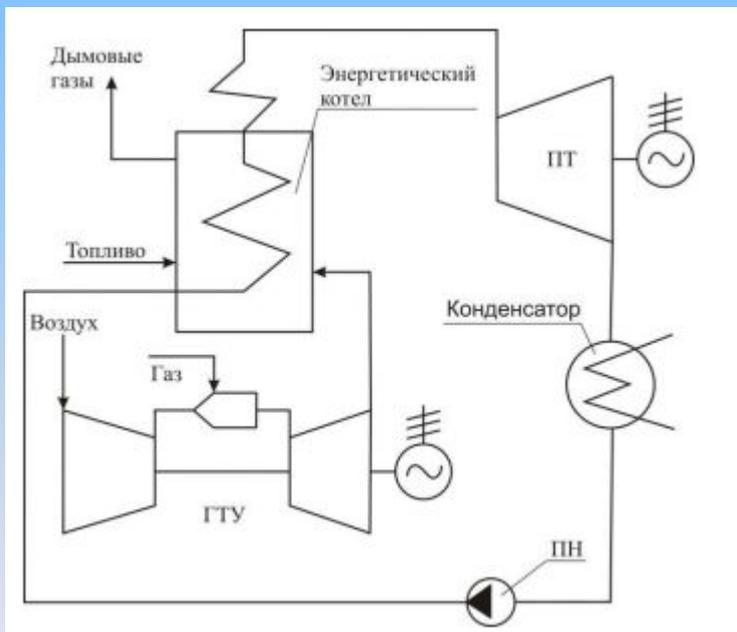
Возможно использование новых разработок ПТУ с увеличенными пропусками которые встают на старые фундаменты

Парогазовые установки сбросного типа

ПГУ с низконапорным парогенератором (ПГУ с НПГ).

Основная идея:

Температура конца турбины должна быть больше 500 С и содержание кислорода в дымовых газах на выходе из ГТУ должно быть на уровне 13 – 15%.



Тепло уходящих газов ГТУ направляется в энергетический котел, замещая в нем воздух, подаваемый дутьевыми вентиляторами котла из атмосферы.

В схеме отпадает необходимость в воздухоподогревателе котла, так как уходящие газы ГТУ имеют высокую температуру. При этом в выходной шахте котла (или за ним) необходимо установить теплообменники, охлаждающие уходящие газы котла. Обычно такими теплообменниками служат газовые подогреватели питательной воды.

История развития ПГУ сбросного

Первой электростанцией, на которой была введена в эксплуатацию ПГУ по сбросной схеме, была «Рио Пекос» (США, 1954 г.). Газовый контур этой установки был образован ГТУ мощностью 5 МВт. На этой станции была проведена реконструкция устаревшего оборудования по комбинированному циклу, что позволило не только увеличить мощность в заданных габаритах станции, но и повысить КПД установки до 34%.

Две ПГУ сбросного типа мощностью 250 МВт были построены на Молдавской ГРЭС в 1980 и 1982 гг. Энергоблоки работали на мазуте и имели расчетный электрический КПД 37,4%.

В 1997 г. на ТЭЦ-22 Ленэнерго (Южная ТЭЦ, Санкт-Петербург) выполнена реконструкция теплофикационного энергоблока с турбиной Т-250-23,5 ТМЗ путем ее надстройки ГТУ GT-8 фирмы Alstom (мощность 56,3 МВт, КПД 33,9 %). Опыт реконструкции оказался не вполне удачным.

В Нидерландах реконструирован паротурбинный энергоблок мощностью 500 МВт на параметры 18,6 МПа, 540°С/535°С, работавший на легком жидком топливе или на природном газе и имевший КПД 41,3% путем его надстройки ГТУ 13E фирмы Alstom мощностью 140 МВт, имевшей КПД 33%. В результате получена ПГУ мощностью 600 МВт с КПД 45,86% .

На Березовской ТЭЦ (Брестская обл.) в период с 2004 года по 2009 год было установлено три энергоблока ПГУ-80 по сбросной схеме с реконструкцией шести существующих шести паровых котлов. В качестве газовых турбин были выбраны UGT 25000 мощностью 26,7 МВт производства «Заря-Машпроект».

В 2010 году на Рязанской ГРЭС-24 установлена газовая турбина ГТЭ-110 (НПО Сатурн) со сбросом газов в реконструированный существующий энергетический котел П-74 (ЗиО-

Основное

Сброс осуществляется в топку котла через специальные горелочные устройства, при этом используется кислород уходящих газов, вытесняя воздух после РВП. При этом, расход уходящих газов на 30% больше чем воздуха. В результате этого сброса нам удастся использовать теплоту газов в цикле производства пара.

Проблема использования современных турбин заключается в том что растет температура конца турбины, следовательно снижается расход топлива Вт и как следствие количество кислорода O_2 .

Сброс газов можно осуществлять не только в горелки а также:

в системе топливоприготовления (подсушка топлива);

в топку через сбросные сопла;

в конвективную шахту котла (не для горения , а для увеличения теплового потенциала)

Основные требования для организации рабочего процесса

По содержанию кислорода в уходящих газах ГТУ:

Равенство, возможно соединить с топливом в ПК;

Больше, возможно соединить с топливом в ПК;

Меньше, требуется подвод дополнительного воздуха.

При реконструкции необходимо наличие места для установки КУ

Существуют технические ограничения по мощности ПТУ при надстройке. Они определяются типом котла, топливом, паровой турбинной

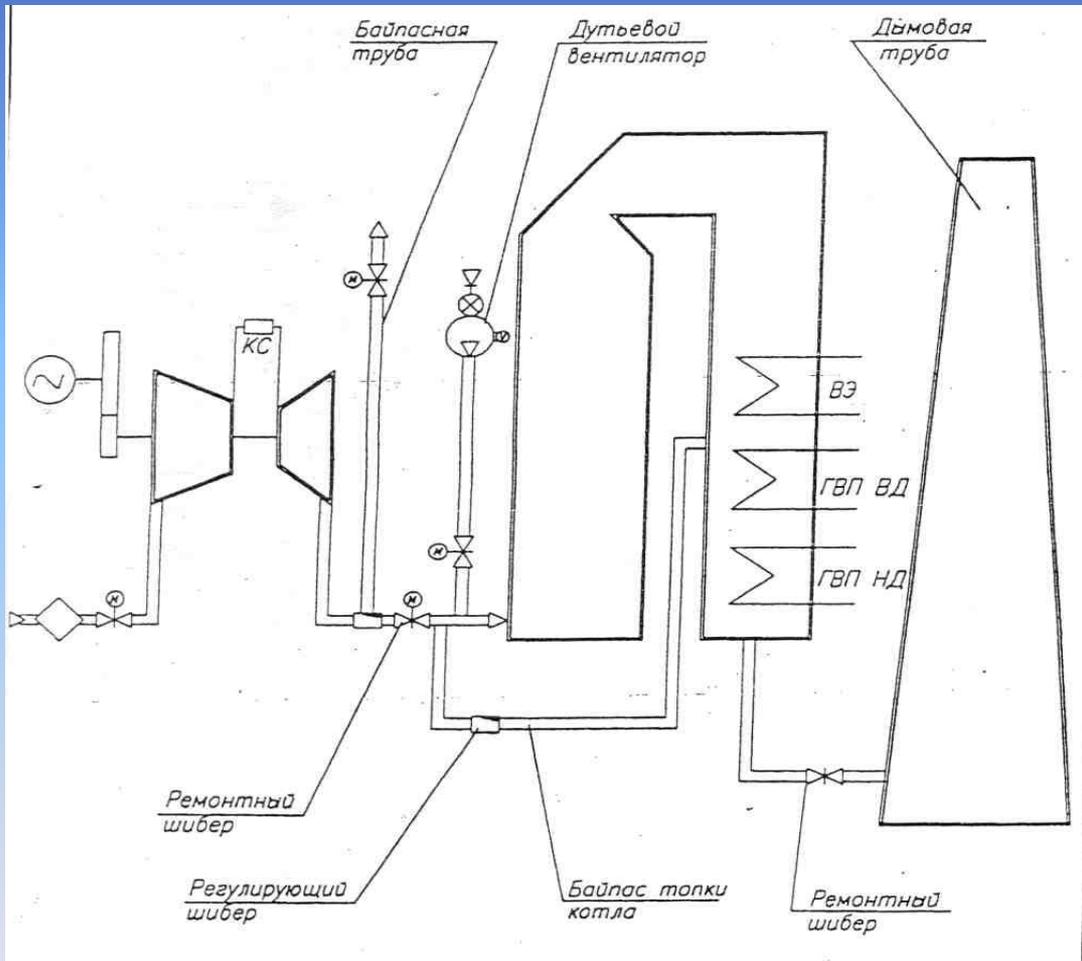
Мощность ГТУ составляет 25-30 % от мощности ПТУ, при этом 75 % общего расхода топлива сжигается.

Проблемы технических решений при использовании ПГУ сбросного типа

- Выбор топлива.
- Нужна реконструкция котлов. Лучше применять газоплотные.
- Увеличенные расходы газов через ПК. Поэтому контролируются скорости, сопротивления.
- высокая температура уходящих после ГТУ газов требует применения специальных металлов в горелках либо охлаждения.
- Баланс по O₂
- Место для ГТУ (рядом с котлом)
- Габариты газоходов, т.к. устанавливается несколько шиберов
- Увеличенный пропуск пара в конденсатор, т.к. вытесняется регенерация.
- Лимитируется мощность ПТУ
- Увеличенные расходы газов требуют реконструкции тягодутьевых механизмов
- Изменение условий работы дымовой трубы
- Два вида топлива

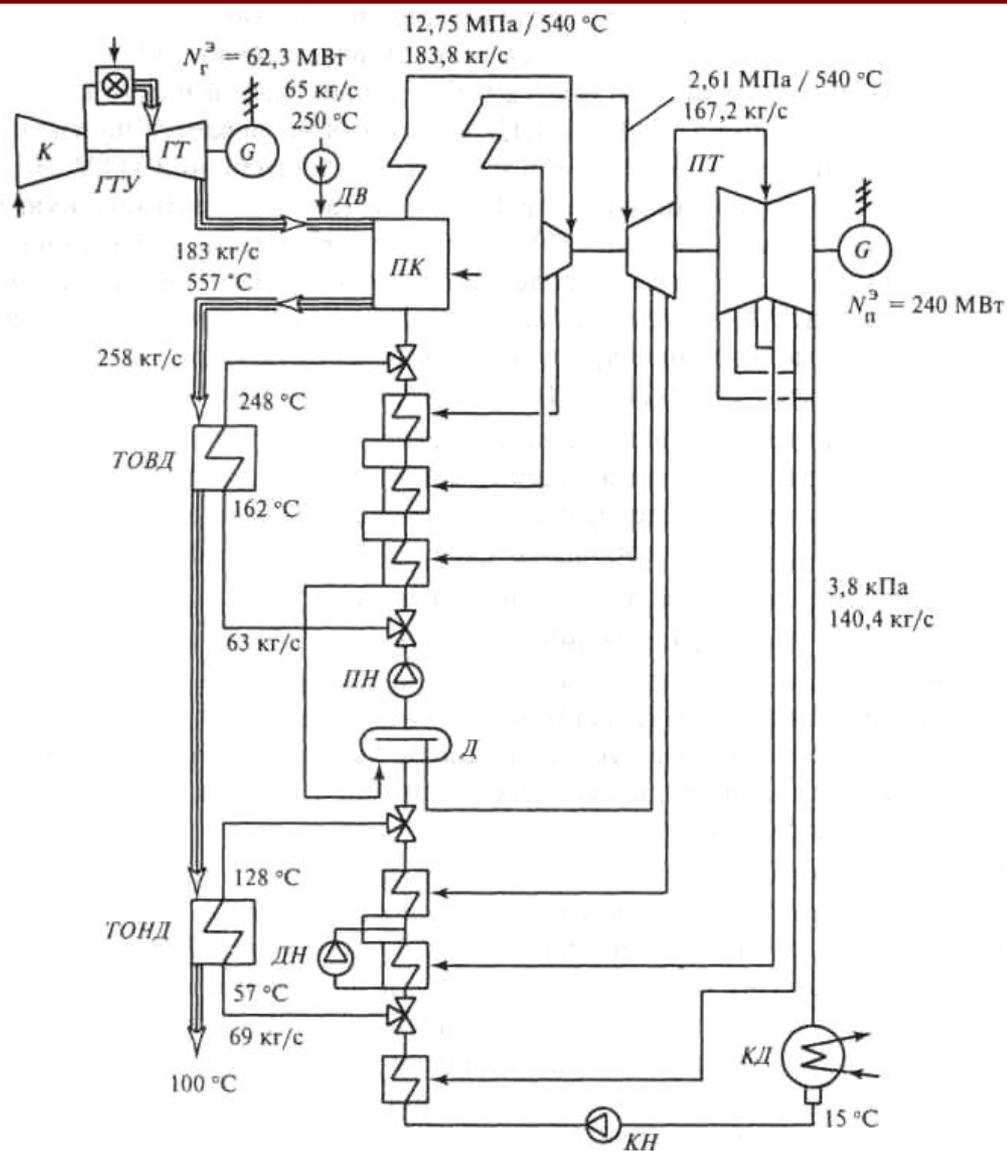
Расчеты выполняются также двух видов конструкторский и поверочный

ПГУ КЭС сбросного типа



ПГУ сбросного типа имеют высокие маневренные характеристики. Запуск ПГУ начинается с пуска ГТУ. На первом этапе выхлопные газы могут сбрасываться помимо котла. Затем проводят мероприятия по пуску паровой турбины. Общее время запуска и выход на необходимую мощность лимитируется прогревом парового котла и зависит от параметров пара.

Парогазовые установки сбросного типа



Принципиальная тепловая схема ПГУ сбросного типа с использованием ГТУ типа V64.3 (Siemens) и ПТУ типа К-225-130 (ЛМЗ)

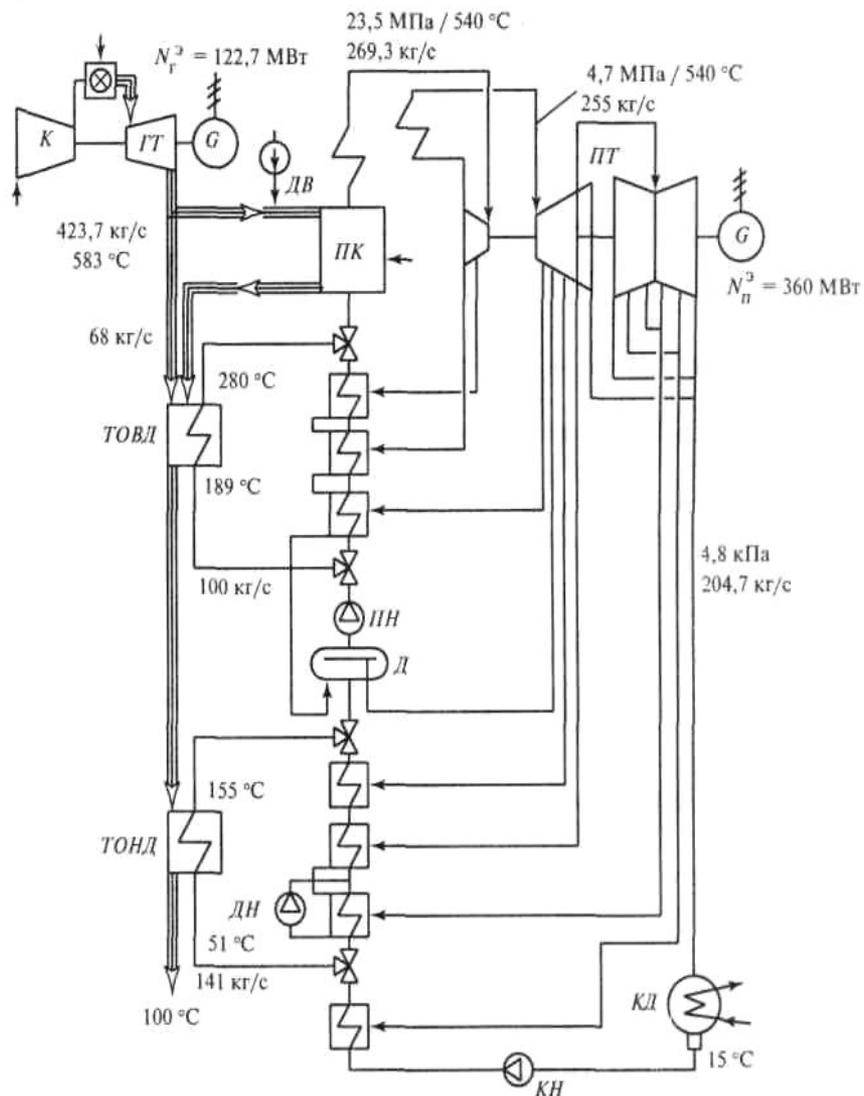
ТОВД, ТОНД — теплообменники высокого и низкого давления, расположенные в дополнительной конвективной шахте парового котла;

Д — деаэратор;

ДВ — дутьевой вентилятор присадки воздуха к выходным газам ГТУ;

КН, ДН, ПН — соответственно конденсатный, дренажный и питательный насосы

Парогазовые установки сбросного типа



Принципиальная тепловая схема ПГУ сбросного типа с использованием ГТУ типа V94.2A (Siemens) и ПТУ типа К-330-240 (ЛМЗ)

ТОВД, ТОНД – теплообменники высокого и низкого давления, расположенные в дополнительной конвективной шахте парового котла;

Д – деаэратор;

ДВ – дутьевой вентилятор присадки воздуха к выходным газам ГТУ;

КН, ДН, ПН – соответственно конденсатный, дренажный и питательный насосы

Показатели экономичности

Таблица. Показатели экономичности ПГУ сбросного типа (условия по ISO)

Показатель	ПГУ (ГТУ типа V64.3 и ПТУ типа К-225-130)	ПГУ (ГТУ типа V94.2A и ПТУ типа К-330-240)
Электрическая мощность ГТУ, кВт	62 300	121 400
Электрическая мощность ПТУ, кВт	240 000	360 000
Увеличение мощности по сравнению с базовой, %	2,7	7,3
Электрическая мощность ПГУ, кВт	302 300	481 400
КПД производства электроэнергии ПГУ брутто, %	45,99	49,14
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	0,036	0,044
КПД отпуска электроэнергии ПГУ нетто, %	44,33	46,98

Парогазовые установки сбросного типа

Технические данные топочного процесса сжигания угольной пыли в паровом котле ПГУ сбросного типа

Тип парового котла	Вид сжигаемого топлива	Объемная концентрация O_2 в окислителе, %	Температура газов на выходе ЗАГ*, °С	Механический недожог на выходе из топки q_4'' , %	Температура газов на выходе из топки, °С	Массовая концентрация оксидов азота NO_x , г/м ³
ТП-109	Кузнецкий каменный уголь марки ГСШ	21	1330	2	1050	0,63
		17,5	1330	4	1090	0,58
		14,5	1120	14	980	0,48
ТПЕ-430А	Кузнецкий каменный уголь марки Д	21	1401	3,2	1113	0,86
		17,5	1370	3,3	1126	0,85
		14,5	1120	12,9	1016	0,61
ТПЕ-216	Березовский бурый уголь	21	1239	2,7	1043	0,26
		17,5	1261	2,5	1066	0,27
		14,5	1080	7,0	982	0,20

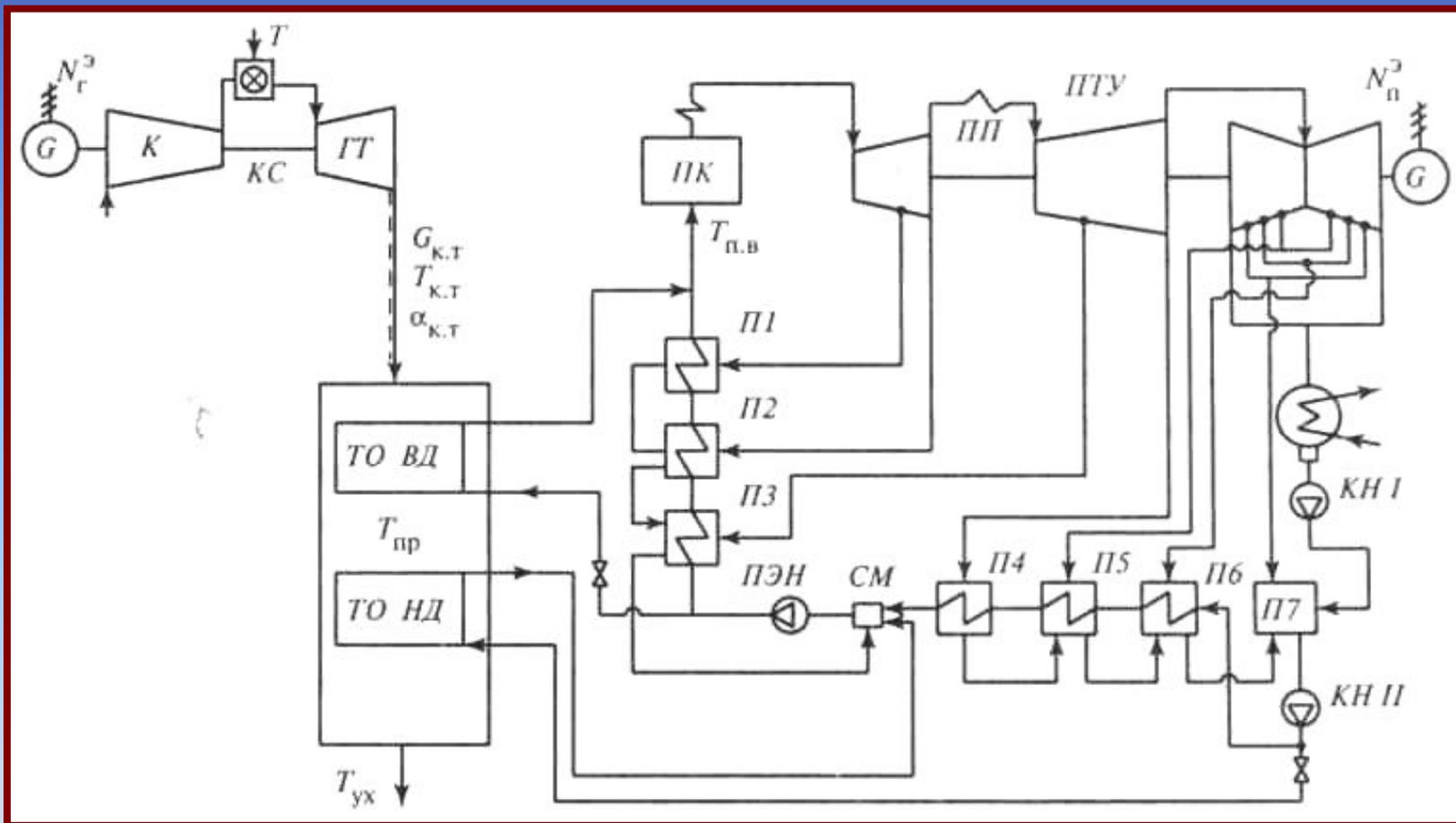
* ЗАГ — зона активного горения топлива.

Последовательность проведения расчета

1. Получение заводских характеристик по оборудованию на всем диапазоне его работы с учетом особенностей площадки
2. Подготовка и аппроксимация данных
3. Моделирование оборудования по заводским данным
4. Интегрирование оборудования в технологические блоки
5. Сборка всей тепловой схемы
6. Проверка тепловой схемы и расчет в проектном режиме
7. Расчет тепловой схемы вне проектных режимах
8. Анализ результатов расчета
9. Вывод результатов и формирование таблиц в соответствии с требуемыми гарантированными показателями

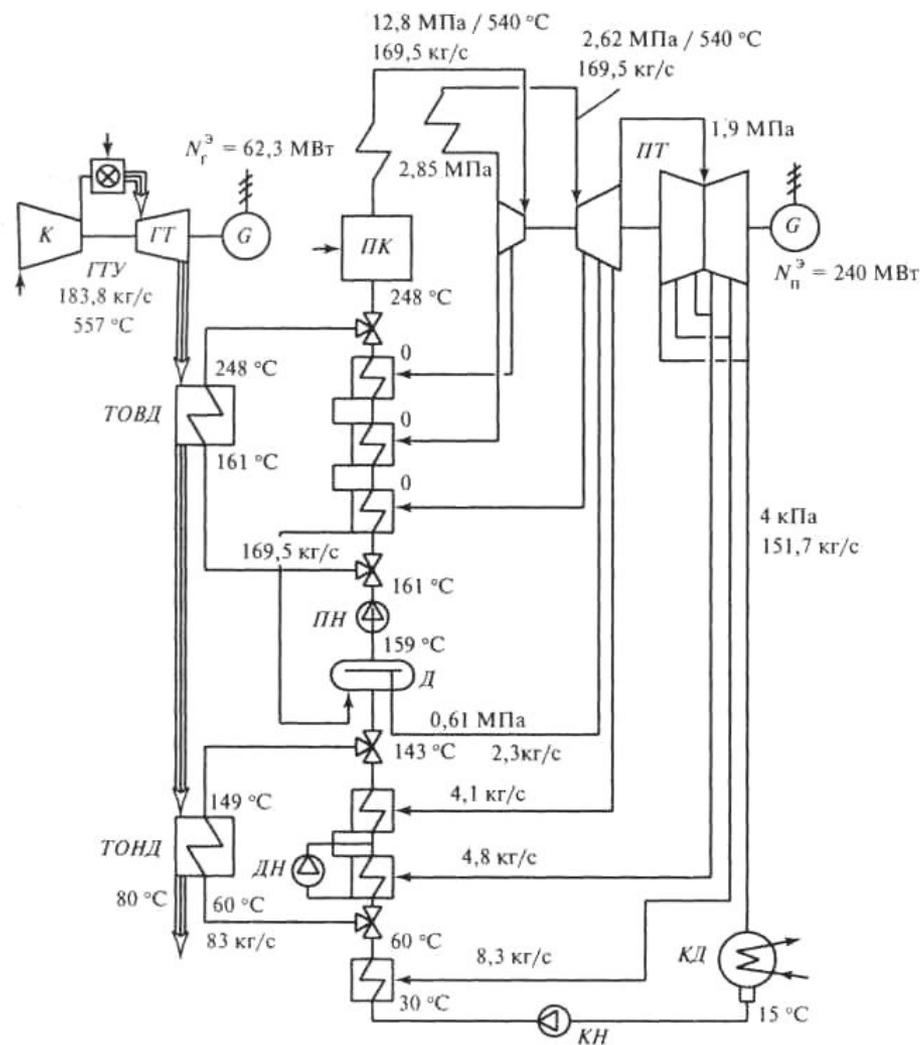


Тепловые схемы



Принципиальная тепловая схема ПГУ с полузависимой схемой работы. Используются ГТУ типа ГТЭ-115-1170 и ПТУ типа К-340/400-23,5-6 (АО «Турбоатом»)

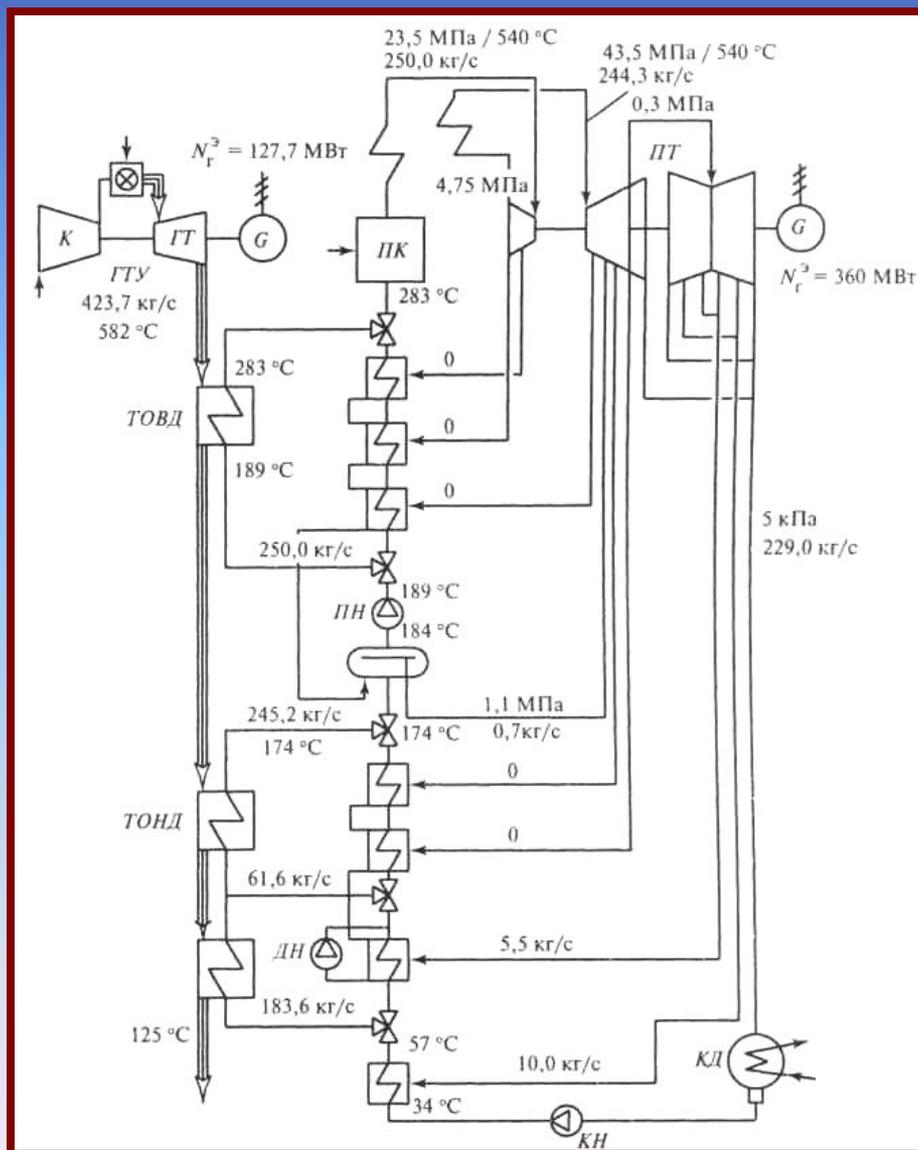
Парогазовые установки с полузависимой схемой работы



Принципиальная тепловая схема ПГУ с полузависимой схемой работы. Используются: ГТУ типа V64.3 (Siemens) и ПТУ типа К-225-130 (ЛМЗ)

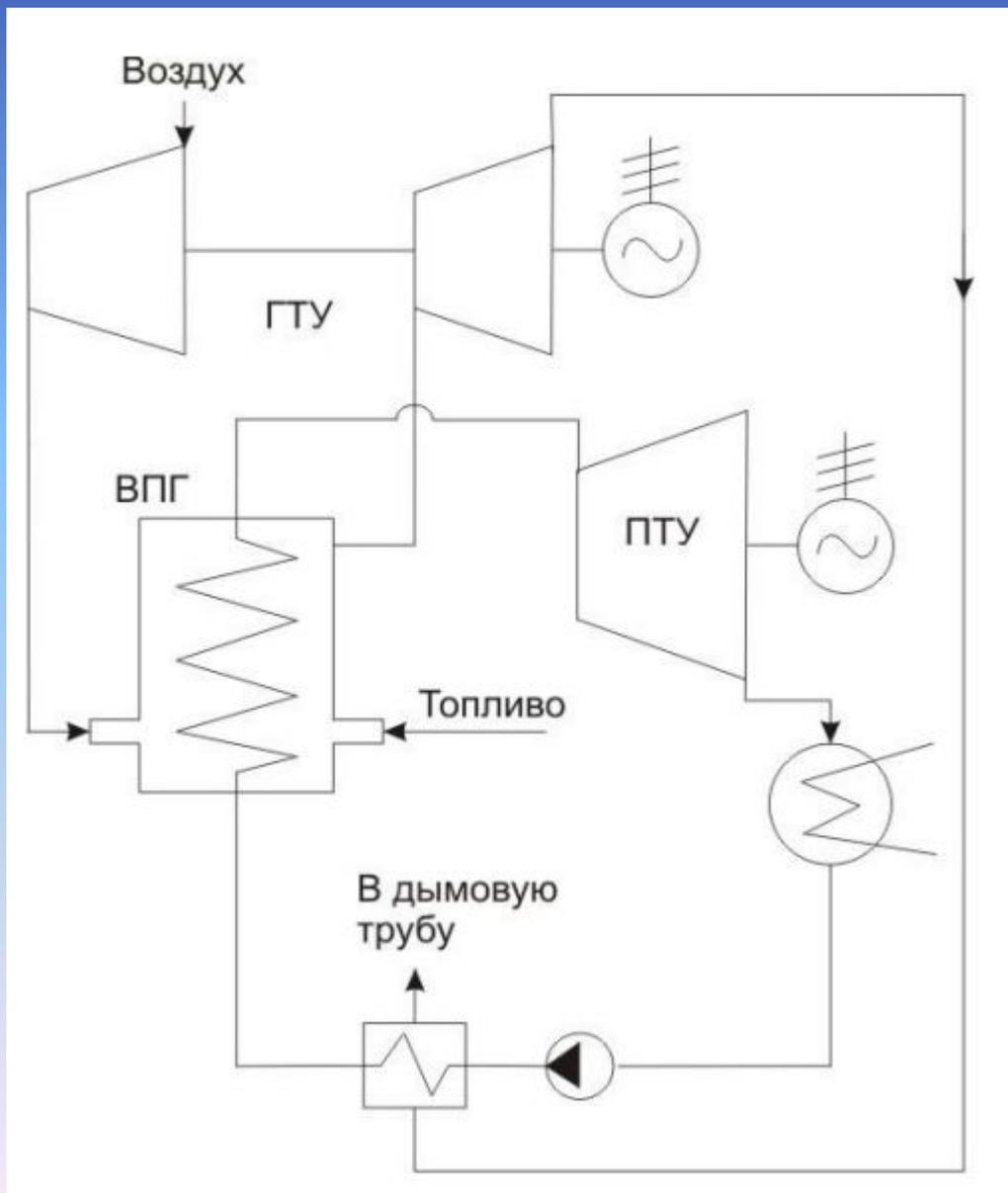
КН, ДН, ПН — соответственно конденсатный, дренажный и питательный насосы; Д — деаэратор

Парогазовые установки с полузависимой схемой работы



Принципиальная тепловая схема ПТУ с полузависимой схемой работы. Используются: ГТУ типа V94.2A (Siemens) и ПТУ типа К-330-240 (ЛМЗ). Обозначения см. на рис. 12.2

Схема ПГУ с высоконапорным парогенератором



В ПГУ высоконапорный парогенератор (ВПГ) играет одновременно роль и энергетического котла ПТУ, и камеры сгорания ГТУ.

Для этого в нем поддерживается высокое давление, создаваемое компрессором ГТУ. Для повышения экономичности перед ВПГ устанавливается газовый подогреватель конденсата (ГПК), уменьшающий температуру уходящих газов ГТУ. Экономия топлива в такой установке также зависит от соотношения мощностей ГТУ и ПТУ и находится на таком же уровне, как у сбросных ПГУ

ПГУ с ВПГ обеспечивают существенное снижение удельных капитальных затрат по сравнению со сбросными схемами ПГУ, обусловленное сокращением размеров парогенератора. Серьезную проблему для ПГУ с ВПГ представляет износ проточной части газовой турбины под действием продуктов коррозии внутренней части парогенератора.

В середине XX века отечественные разработки в области комбинированных установок с ВПГ занимало ведущее положение в мировой энергетике. За короткий период с 1964 по 1965 гг. было введено в эксплуатацию пять энергоблоков – по одному на Надворнянской ТЭЦ и ТЭЦ №2 (г. Санкт-Петербург), а также три энергоблока на ТЭЦ №6 (г. Санкт-Петербург).

За время эксплуатации указанные энергоустановки показали надежную работу во всем диапазоне нагрузок и хорошие динамические качества. Процесс запуска установки из холодного состояния до выхода на номинальную мощность составлял всего 40 - 45 мин. С учетом полученного опыта была построена ПГУ с ВПГ на Невинномысской ГРЭС, которая работает по настоящее время.

Основные данные отечественных ПГУ с ВПГ

Показатели	Наименование станций		
	Надворнян- ская ТЭЦ	ТЭЦ №2 и №6 (г. Санкт-Петербург)	Невинномыс- ская ГРЭС
Период работы	1964 – 1968	1965 – 1971	с 1972 по 2005
Характеристики ПГУ: мощность, МВт КПД, %	7,5 нет данных	35,5 нет данных	210 36,9
Характеристики ГТУ: тип мощность, МВт температура газа, °С степень повышения давле- ния	ГТ-15 1,5 727 4,0	ГТ-700-4-1 4,65 700 5,0	ГТ-35-770 38,2 770 6,6
Характеристики ПТУ: тип мощность, МВт давление пара, МПа температура пара, °С	нет данных 6,0 4,0 440	Р-12-90 31,85 9,0 535	К-160-130 168,7 13,0 565/565
Характеристики ВПГ: тип паропроизводительность, т/ч	ВПГ-50 50	ВПГ-120 120	ВПГ-450 450

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:

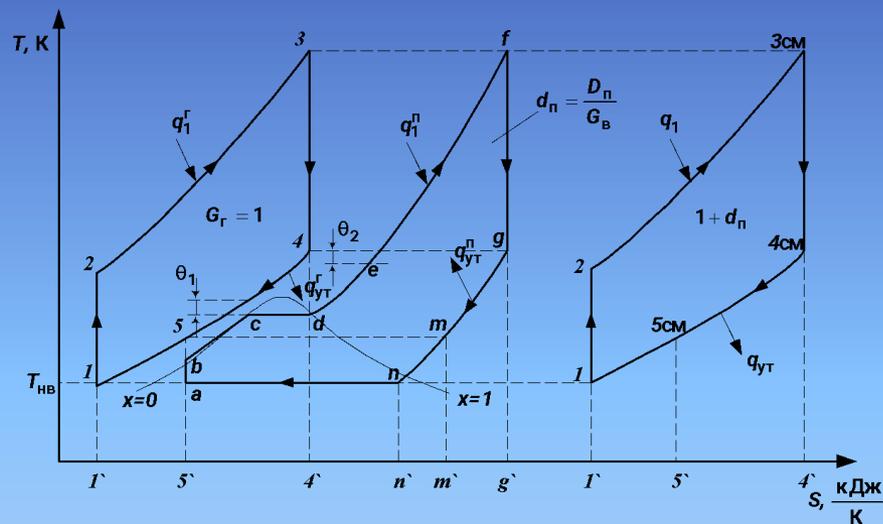
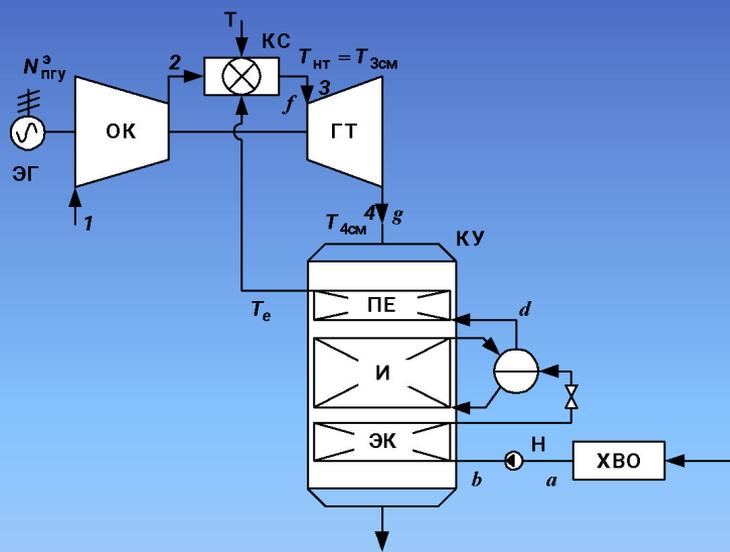
- на сечение проточной части
- устойчивость работы компрессора , т.к. возрастает Пк
- увеличивается расход газа
- режим работы КС

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).

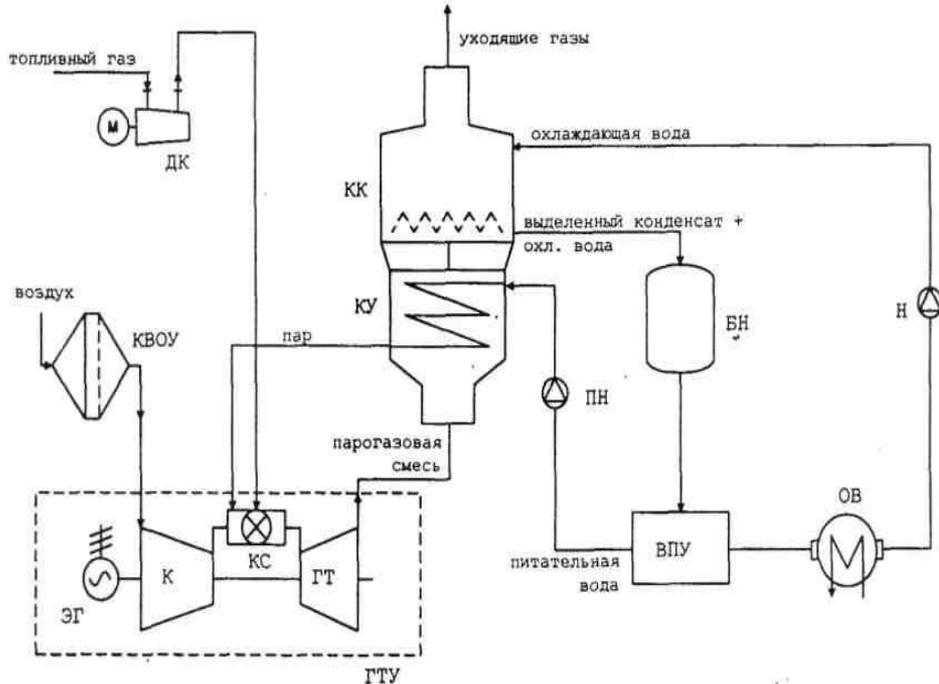
Выходные газы ГТ поступают в котел-утилизатор (КУ), где очищенная в химводоочистке (ХВО) вода нагревается газами и превращается в перегретый пар. Последний с температурой $T_{ПЕ} = T_e$ направляется в ГТУ двумя потоками: экологический пар (I) поступает в камеру сгорания (КС) установки, понижая температуру 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.

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 - бак-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.