

**В. В. Барановский
Т. Ю. Короткова
Н. С. Тененик**

**ПАРОГАЗОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
УСТАНОВКИ В ПРОИЗВОДСТВЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ
УТИЛИЗАЦИОННОЙ ПАРОГАЗОВОЙ
ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Учебно-методическое пособие

**Санкт-Петербург
2022**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»
Высшая школа технологии и энергетики**

**В. В. Барановский
Т. Ю. Короткова
Н. С. Тененик**

**ПАРОГАЗОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
УСТАНОВКИ В ПРОИЗВОДСТВЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ
УТИЛИЗАЦИОННОЙ ПАРОГАЗОВОЙ
ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Учебно-методическое пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2022

УДК 620.98
ББК 31.374
Б 201

Рецензенты:

доктор техн. наук, профессор, директор Высшей школы технологии
и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных
технологий и дизайна

П. В. Луканин;

доцент кафедры управления эксплуатацией и развития корабельной неатомной
энергетики ВУНЦ ВМФ «Военно-морская академия им. Адмирала Флота
Советского Союза Н. Г. Кузнецова»

Е. В. Цыбульский

Барановский, В. В.

Б 201 Парогазовые энергетические установки в производстве электрической и тепловой энергии. Расчет тепловой схемы утилизационной парогазовой тепловой электростанции: учебно-методическое пособие для выполнения курсового проекта / В. В. Барановский, Т. Ю. Короткова, Н. С. Тененик. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД. — 2022. — 52 с.

Учебно-методическое пособие соответствует программам и учебным планам дисциплины «Парогазовые энергетические установки в производстве электрической и тепловой энергии» для студентов, обучающихся по направлениям подготовки 13.04.01 и 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника». В учебно-методическом пособии изложены методические основы выбора оптимальных параметров паровой и газовой частей и основного оборудования утилизационных ПГУ, составления принципиальных тепловых схем парогазовых тепловых электростанций. Приведена методика расчета парогазовых установок утилизационного типа. В Приложениях даются справочные материалы, необходимые для расчетов.

Пособие предназначено для бакалавров и магистров всех форм обучения, материалы, изложенные в пособии, могут быть использованы для выполнения расчетов тепловых схем в курсовом проектировании и при выполнении выпускных квалификационных работ. Учебно-методическое пособие может быть полезно инженерам-теплоэнергетикам, персоналу тепловых электростанций.

УДК 620.98
ББК 31.374

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2022
© Короткова Т. Ю., Барановский В. В.,
Тененик Н. С., 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	5
1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	6
2. РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	10
3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	15
3.1. Расчет газотурбинной установки.....	15
3.2. Укрупненный тепловой расчет котла-утилизатора	21
3.3. Определение внутреннего относительного КПД и мощности ПТУ	29
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПГУ	33
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	34
ПРИЛОЖЕНИЯ	35

ВВЕДЕНИЕ

В 2000-х годах в энергетике России началось широкое внедрение парогазовых установок (ПГУ) при строительстве новых и модернизации существующих тепловых электрических станций.

Создаваемые в настоящее время парогазовые установки имеют широкое разнообразие как по типам оборудования, так и по технологическим схемам и параметрам работы. Установки различаются по числу главных двигателей (моноблоки (1 x (ГТУ + КУ) + 1 x ПТУ), дубль-блоки (2 x (ГТУ + КУ) + 1 x ПТУ), полиблочные (n x (ГТУ + КУ) + m x ПТУ), числу контуров котла-утилизатора (КУ) (одно-, двух-, трехконтурные и с промперегревом), типу применяемых паротурбинных установок (ПТУ), наличию камер дожигания выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ) и т. д.

По суммарной вырабатываемой мощности на клеммах электрогенераторов ПГУ принято классифицировать следующим образом [1]:

– ПГУ класса А – установки мощностью 300–700 МВт моноблочного исполнения, одновальные с котлами-утилизаторами трех давлений пара. В них используются современные энергетические ГТУ мощностью до 300 МВт, КПД производства электроэнергии, которых равен 38–40 %. Температура газов на входе в газовую турбину и выходе из нее составляет 1400–1500 °С и 590–630 °С соответственно, что позволяет дополнительно применить промежуточный перегрев пара и иметь необходимые параметры генерируемого пара. Эффективность производства электроэнергии этих ПГУ в конденсационном режиме достигает 60 %. Для этого в камерах сгорания ГТУ сжигают природный газ с давлением перед системой топливоподачи не менее 3 МПа, не устанавливая при этом дожимные топливные компрессоры.

– ПГУ класса Б – установки, в которых используются энергетические ГТУ мощностью 50–150 МВт с КПД производства электроэнергии 33–35 %, а также котлы-утилизаторы двух давлений. Тепловая схема таких ПГУ включает в себя обычно две ГТУ и одну паровую турбину с электрогенераторами. Такие ПГУ часто выполняют теплофикационными. Эффективность производства электроэнергии 52–53 %. Парогазовые установки этого класса могут применяться и в качестве конденсационных установок.

– ПГУ класса В – это установки, электрическая мощность которых не превышает 25 МВт. Они создаются на базе конверсионных энергетических ГТУ с широким диапазоном начальных параметров газов и имеют КПД производства электроэнергии 28–34 %. Для этой цели используются авиационные газотурбинные двигатели, к которым подключается силовая газовая турбина с электрогенератором, соединенная газодинамически с газотурбинным двигателем.

По назначению ПГУ подразделяют на конденсационные (ПГУ-КЭС) и теплофикационные (ПГУ-ТЭЦ). Первые из них предназначены для выработки электроэнергии, вторые помимо электроэнергии вырабатывают еще и тепловую энергию.

По количеству рабочих тел ПГУ делят на бинарные и монарные. В бинарных установках рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты сгорания топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены. В монарных установках рабочим телом турбины является смесь продуктов сгорания и водяного пара [2, 3].

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

При выполнении курсового проекта необходимо, ориентируясь на заданную электрическую мощность тепловой электростанции (Приложение 1), выбрать состав основного оборудования парогазовой установки утилизационного типа (количество, тип и мощность газотурбинных установок; количество, тип и мощность паротурбинных установок; количество и тип котлов утилизаторов), составить тепловую схему ПГУ-ТЭС, произвести ее тепловой расчет и определить технико-экономические показатели работы парогазовой установки.

Исходные данные для выполнения курсового проекта представлены в Приложении 1.

В объем курсового проекта входит расчетно-пояснительная записка и графический материал (1 чертеж формата А3). В качестве графического материала выполняется принципиальная тепловая схема парогазовой тепловой электрической станции с соблюдением стандартных условных графических обозначений основного и вспомогательного оборудования. Расчетно-пояснительная записка к курсовому проекту должна включать обоснование выбора и технические характеристики основного оборудования утилизационной парогазовой тепловой электростанции; описание и расчет принципиальной тепловой схемы; процесс расширения пара в паровой турбине в hS -диаграмме; Qt -диаграмму параметров котла-утилизатора; определение параметров пара и воды; расчет технико-экономических показателей работы станции; выводы по проекту; список использованной литературы.

При выполнении расчетов студенты должны пользоваться Международной системой единиц СИ.

1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В настоящее время наиболее высокие технико-экономические показатели имеют бинарные парогазовые установки утилизационного типа (УПГУ), принципиальная схема которых представлена на рис. 1.

Уже освоен уровень КПД по выработке электроэнергии этими установками в пределах 50 ... 52 %, а в ближайшей перспективе он превысит 55 ...60 % [4].

В УПГУ пар, работающий в паровой турбине, получают в котле-утилизаторе за счет использования теплоты газов, покидающих газовую турбину.

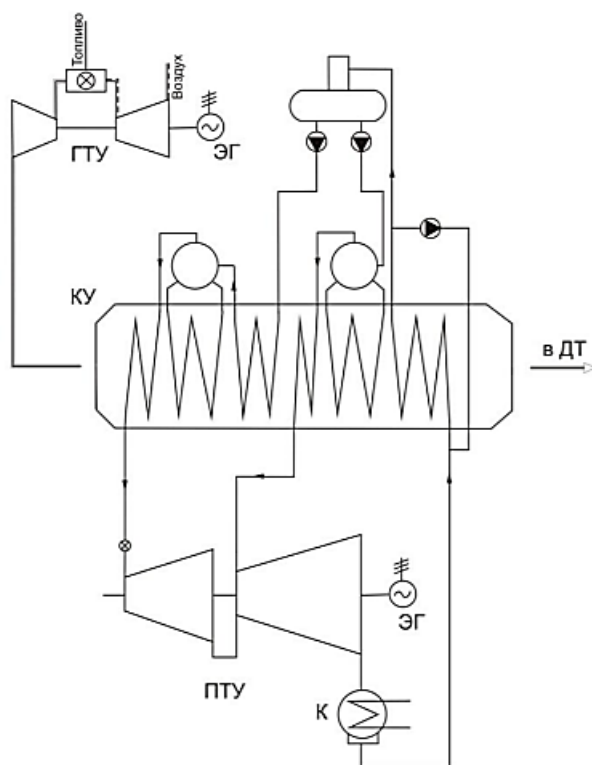


Рис. 1. Принципиальная схема двухконтурной утилизационной ПГУ

При этом доля мощности, вырабатываемой в газовой части УПГУ, является наибольшей в сравнении с ПГУ других типов.

В таких ПГУ максимально используются преимущества комбинирования газотурбинного цикла с высоким температурным уровнем подвода теплоты и паротурбинного цикла с низкой температурой отвода теплоты. Другими достоинствами УПГУ являются простота, компактность, сравнительно невысокие удельные капитальные затраты и сроки строительства, меньшая

потребность в охлаждающей воде, малые вредные выбросы, высокая маневренность [4].

Выбор таких установок является предпочтительным при проектировании новых ТЭС.

Выбор газотурбинной установки

При выборе количества и типа газотурбинной установки необходимо учитывать следующие условия:

- для чисто конденсационных ПГУ утилизационного типа электрическая мощность газовой части составляет порядка 2/3, а паровой – около 1/3 от общей мощности УПГУ, т. е. $N_{ГТУ}/N_{ПТУ} \approx 2$;

- тепловая экономичность ГТУ должна быть как можно более высокой, следовательно, необходима высокая начальная температура газов перед газовой турбиной;

- температура газов на выходе из газовой турбины должна быть такой, чтобы в котле-утилизаторе производился пар достаточно высоких начальных параметров (температура генерируемого в КУ пара высокого давления примерно на 30 °С ниже температуры газа на выходе из ГТ);

- необходимо соответствующее сочетание начальной температуры газов перед газовой турбиной t_3 и степени повышения давления в компрессоре π_k :

– При $t_3 = 1100 \div 1200$ °С, $\pi_k = 10 \div 12$;

– При $t_3 = 1250 \div 1350$ °С, $\pi_k = 15 \div 17$;

– При $t_3 = 1400 \div 1500$ °С, $\pi_k \geq 20$.

- газовая турбина должна представлять хорошо освоенный и отработанный типоразмер, а ее показатели надежности работы и долговечности должны удовлетворять современным требованиям.

Современные ГТУ работают либо на природном газе, либо на легких сортах жидкого топлива

Технические характеристики газотурбинных установок приведены в Приложении 2.

Выбор котла-утилизатора

Перед выбором котла-утилизатора необходимо провести тепловой расчет ГТУ (по методике приведенной ниже), определить температуру и расход газов на выходе из газовой турбины. Далее, ориентируясь на полученные значения по Приложению 3, подобрать тип и количество котлов-утилизаторов. Чаще всего в ПГУ утилизационного типа применяются котлы-утилизаторы двух давлений.

В ПГУ могут применяться котлы-утилизаторы, построенные по двум принципиально отличным конструктивным схемам:

– горизонтальные, в которых поток газа формируется в горизонтальном направлении, а поверхности нагрева располагаются вертикально;

– вертикальные – с вертикальным потоком газов снизу в верх и горизонтальным расположением поверхностей нагрева.

Горизонтальные котлы могут быть как с принудительной, так и с естественной циркуляцией, вертикальные – только с принудительной.

В стесненных условиях предпочтительнее использовать вертикальные котлы-утилизаторы, однако в таких котлах дымовая труба опирается непосредственно на каркас КУ и поэтому высота ее ограничена [4].

Выбор паротурбинной установки

Паровые турбины для утилизационных ПГУ обладают рядом особенностей.

1. В утилизационных ПГУ нет необходимости в системе регенеративного подогрева питательной воды выше 60–65 °С. Это, конечно, снижает КПД ПГУ, но выигрыш от использования комбинированного цикла перекрывает это снижение.

2. Котел-утилизатор снабжает паровую турбину несколькими потоками пара разного давления (обычно двумя или тремя). Эти потоки сливаются перед ЦНД, и в результате через последние ступени турбины проходит пара значительно больше, чем поступает в ЦВД. Это требует развитой площади выхода пара из турбины.

3. Изменение мощности утилизационных ПГУ изменяется с помощью изменения расхода топлива и воздуха, подаваемого в камеру сгорания ГТУ, вслед за которыми изменяются параметры газов на выходе из ГТУ. При этом при полностью открытых регулирующих клапанах паровой турбины перед проточной частью автоматически устанавливаются такие параметры пара, при которых пропускная способность проточной части паровой турбины и паропроизводительность котла-утилизатора совпадают. Иными словами, в нормальных условиях паровая турбина всегда работает в условиях скользящих параметров с полностью открытыми клапанами. Поэтому она не имеет регулирующей ступени, а регулирующие клапаны используются только при пусках, остановках и аварийных режимах.

4. Паровые турбины для утилизационных ПГУ обладают рядом особенностей, отличающих их от паровых турбин традиционных паротурбинных блоков. Они работают на докритических параметрах пара.

В утилизационных ПГУ нет необходимости в системе регенеративного подогрева питательной воды выше 60–65 °С, так как ее повышение приводит к увеличению температуры уходящих газов котла-утилизатора, снижению его КПД и, следовательно, КПД всей ПГУ. Поэтому схемы ПГУ такого типа не имеют системы регенерации, т. е. паротурбинные установки не имеют нерегулируемых отборов пара из турбины. Это, конечно, снижает КПД ПГУ, но выигрыш от использования комбинированного цикла перекрывает это снижение.

В утилизационных ПГУ котел-утилизатор снабжает паровую турбину несколькими потоками пара разного давления (обычно двумя или тремя). Эти потоки сливаются перед цилиндром низкого давления паровой турбины, и в результате через последние ступени турбины, например, в трехконтурной утилизационной ПГУ проходит пара примерно в 1,5 раза больше, чем поступает в цилиндр высокого давления. Это требует развитой площади выхода пара из турбины.

Конструкции паровых турбин для парогазовых установок обычно выполняются двухцилиндровыми. При этом в цилиндре высокого давления

выделяется проточная часть высокого (ЧВД) и среднего (ЧСД) давлений, разделение между которыми осуществляется камерой смешения.

При выборе паровой турбины необходимо помнить, что электрическая мощность паровой части ПГУ составляет около 1/3 от общей мощности УПГУ. Ориентируясь на необходимую мощность паровой турбины и параметры пара на выходе из контуров давления котла-утилизатора, выбирают тип и количество паровых турбин.

Примерные параметры пара для ПГУ различных типов представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Примерные параметры пара для ПГУ различных типов

ПГУ	Пар высокого давления		Пар среднего давления (промежуточный перегрев)		Пар низкого давления	
	Давление, МПа	Тем-ра, °С	Давление, МПа	Тем-ра, °С	Давление, МПа	Тем-ра, °С
Одного давления	5-8	490-540	-	-	-	-
Двух давлений	5-8	490-540	-	-	0,5-0,7	200-230
Трех давлений	11-14	500-540	2-3,5	500-540	0,4-0,6	200-230

Уральский турбомоторный завод (УТЗ) выпускает паровые теплофикационные турбины для ПГУ, мощностью 75–170 МВт и 325–450 МВт. Технические характеристики паровых турбин УТЗ представлены в Приложении 4.

Ленинградский металлический завод (в настоящее время входит в состав ПАО «Силовые машины») разработал следующий типоряд паровых турбин для ПГУ: К-80-7,0; К-110-6,5; Т-125-150/7,4; Т-130-12,8; Т-150-7,7; К-300-240-1; К-180-8,0. Характеристики паровых турбин ЛМЗ представлены в Приложении 4.

ОАО «Калужский турбинный завод» производит следующие паровые турбины для ПГУ: П-6-1,2/0,5; Т-14/23-5,5/0,18; К-6-1,6; К-7,5-6,4; К-12-4,2; К-17-1,5П-1; К-20-6,1Т; К-27-29. Технические характеристики паровых турбин КТЗ представлены в Приложении 4.

Паровые турбины для УПГУ могут быть как одно-, так и многоцилиндровыми. Обычно для УПГУ средней мощности с двухконтурными котлами-утилизаторами применяются двухцилиндровые турбины, цилиндр низкого давления чаще всего выполняется двухпоточным.

При наличии промежуточного перегрева пара и трех контуров давления котла-утилизатора паровая турбина может выполняться трехцилиндровой.

По числу валов УПГУ могут быть одновальными (с одним электрогенератором в схеме) и многовальными, в которых каждая турбина имеет свой генератор. Одновальные ПГУ требуют меньших капитальных затрат, однако имеют недостатки – снижение маневренности ПГУ, затруднение проведения ремонтных работ. Поэтому, хотя в последнее время производится значительное число одновальных установок, большее распространение получили многовальные ПГУ [4].

2. РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Тепловой схемой называют условное изображение взаимного расположения основного и вспомогательного оборудования электростанции, участвующего в технологическом процессе выработки электроэнергии.

Принципиальная схема станции показывает технологическую связь всех ее основных элементов и их роль в технологическом процессе выработки электрической энергии. На принципиальной схеме не показывается однотипное оборудование, резервное оборудование, резервные магистрали, а также оборудование, не влияющее на тепловой баланс, например, фильтры водоочистки, сборные баки и т. д. Тепловая схема определяет величину и направление основных потоков пара, питательной воды и конденсата, а также их параметры.

Принципиальная схема тепловой электростанции включает:

- основное оборудование УПГУ (ГТУ, ПТУ, котлы-утилизаторы);
- вспомогательное оборудование (деаэраторы, питательные, конденсационные, дренажные и циркуляционные насосы охлаждающей воды, главные паропроводы и питательные трубопроводы, конденсатопроводы, расширители непрерывной продувки барабанов котла-утилизатора, подогреватели, РОУ, БРОУ и другое оборудование);
- технологические связи основного и вспомогательного оборудования;
- схему отпуска теплоты внешним потребителям (в случае разработки парогазовой ТЭЦ);
- схему подготовки добавочной воды для восполнения потерь пара и конденсата в основном цикле и вспомогательных установках;
- схему использования теплоты вспомогательных потоков.

Так как в утилизационных парогазовых установках обычно используются барабанные котлы-утилизаторы, то разрабатывается схема использования теплоты непрерывной продувки, включающая расширители непрерывной продувки барабанов котла. При этом теплоту продувочной воды расширителей можно использовать для подогрева сырой или добавочной воды в теплообменниках непрерывной продувки.

Для деаэрации добавочной воды тепловой сети следует применять вакуумные деаэраторы (в случае разработки парогазовой ТЭЦ).

При составлении принципиальной тепловой схемы станции необходимо учесть следующие условия:

1. При использовании котла-утилизатора с одним контуром давления пар на деаэратор питательной воды берется из соответствующего отбора паровой турбины. При использовании котла-утилизатора с контурами двух или трех давлений, на деаэратор подается пар низкого давления от котла-утилизатора.

2. Во избежание низкотемпературной коррозии хвостовых поверхностей нагрева котла-утилизатора температура основного конденсата на входе в газовый подогреватель конденсата (ГПК) КУ поддерживается на уровне 55–60 °С, для этого необходимо предусмотреть подмес нагретого в ГПК конденсата ко входному потоку.

3. Для восполнения потерь пара и конденсата необходимо использовать расширитель непрерывной продувки барабана котла-утилизатора, вторичный пар из которого направляется в основной деаэрактор. Теплота дренажа из расширителя используется для нагрева сырой (добавочной) воды в теплообменнике непрерывной продувки (ТНП).

Для примера на рис. 2 дана принципиальная схема парогазовой установки мощностью 450 МВт, выполненной по дубли-блочной схеме с котлами утилизаторами двух давлений.

В состав ПГУ-450 входит следующее оборудование:

- две газотурбинные установки типа ГТЭ-160 производства ОАО ЛМЗ с генераторами типа ТЗФГ-160-2МУЗ;
- два двухконтурных барабанных котла-утилизатора типа П-116 производства ОАО «ЗиО-Подольск»;
- одна паровая турбоустановка типа Т-125/150-7,3 ЛМЗ с генератором типа ТЗФА-160-2УЗ производства ОАО «Электросила»;
- вспомогательное общестанционное оборудование;
- автоматизированная система управления технологическими процессами.

В камеры сгорания ГТУ-1 и ГТУ-2 подается природный газ (основное топливо) или жидкое топливо (резервное топливо). Сюда же поступает сжатый до значительного давления в компрессорах воздух. Каждому режиму работы ГТУ соответствует определенный расход топлива и определенное положение лопаток входного направляющего аппарата компрессора. При малой мощности ГТУ для уменьшения выбросов оксидов азота в камеру сгорания осуществляется экологический впрыск воды с помощью питательных насосов высокого давления (ПНВД) (2).

Газотурбинная установка ГТЭ-160 является одновальным турбоагрегатом, работающим по простому термодинамическому циклу, при начальной температуре газа 1060 °С, температуре газа на выходе из турбины 544 °С. Электрическая мощность ГТУ составляет 150 МВт при коэффициенте полезного действия 33,8 % (при расчетных внешних условиях – температура наружного воздуха 15 °С, давление 1,013 бар, влажность 60 %).

Каждая из ГТУ вырабатывает мощность, а на выходе из них образуется поток горячих газов, поступающих в два вертикальных котла-утилизатора (12), где большая часть их теплоты передается пароводяному рабочему телу.

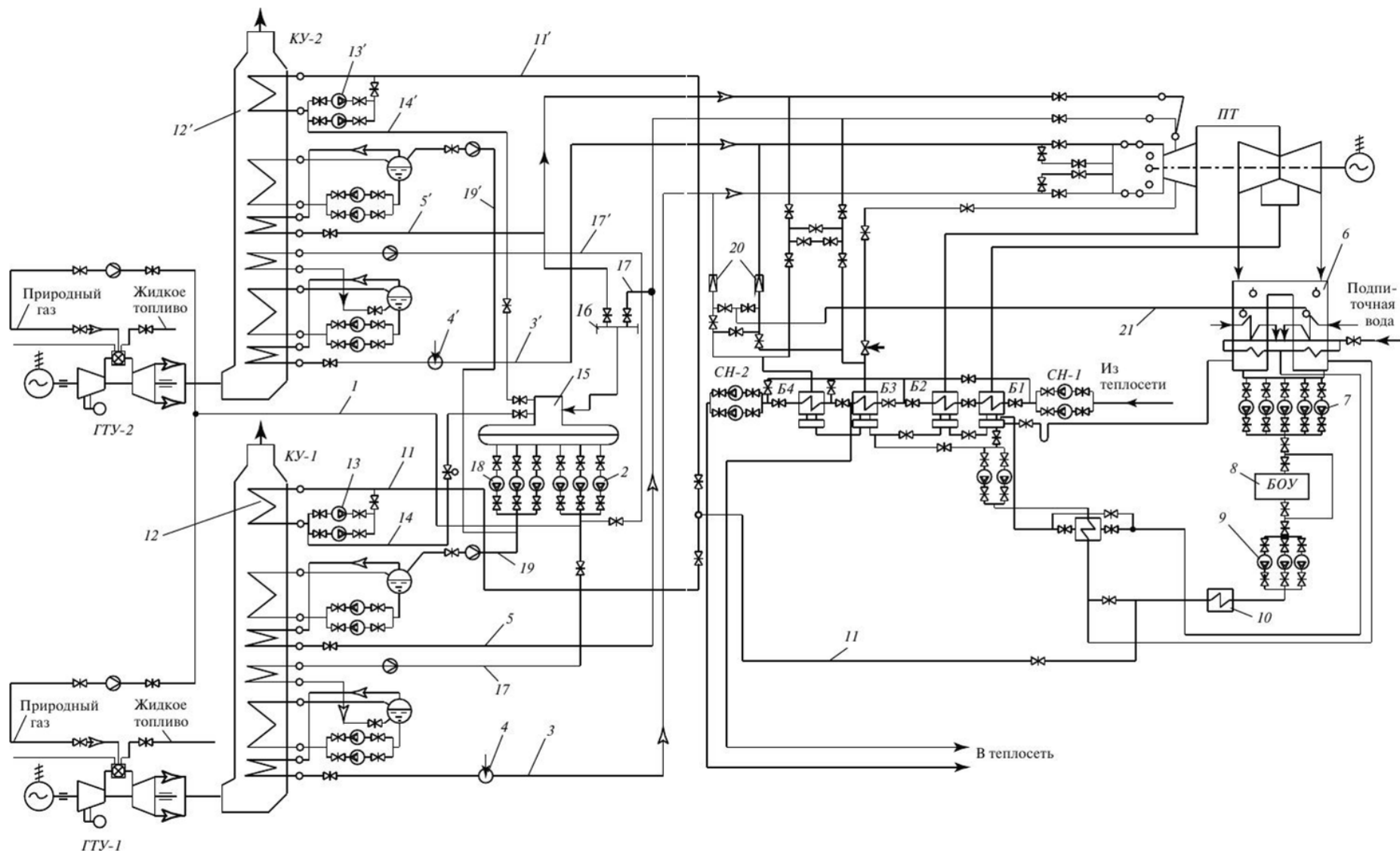


Рис. 2. Принципиальная схема ПГУ-450Т

Обозначения на рис. 2: 1 – трубопровод впрыска воды в камеру сгорания (экологический впрыск); 2 – питательные насосы ВД; 3 – паропровод ВД; 4 – впрыск конденсата для поддержания температуры пара перед паровой турбиной; 5 – паропровод НД; 6 – конденсатор паровой турбины; 7 – конденсатные насосы первого подъема; 8 – БОУ; 9 – конденсатные насосы второго подъема; 10 – охладитель пара уплотнений; 11 – подача конденсата от конденсатора в ГПК КУ; 12 – котел-утилизатор; 13 – насосы рециркуляции ГПК; 14 – подача конденсата из ГПК в деаэратор; 15 – деаэратор; 16 – коллектор собственных нужд; 17 – подача питательной воды в экономайзер ВД КУ; 18 – питательные насосы низкого давления; 19 – подача питательной воды в барабан испарителя НД КУ; 20 – БРОУ ВД; 21 – паропровод сброса пара в конденсатор.

Котлы-утилизаторы П-116 имеют вертикальную компоновку и два контура давления (высокого (ВД) и низкого (НД)) с паровыми барабанами и с циркуляционными насосами (принудительной циркуляцией) в испарительных контурах. По ходу газов в каждом котле последовательно располагаются пароперегреватель высокого давления (ППВД), испаритель высокого давления (ИВД), экономайзер высокого давления (ЭВД), пароперегреватель низкого давления (ППНД), испаритель низкого давления (ИНД) и газовый подогреватель конденсата (ГПК). После ГПК на входе в дымовую трубу в газоходе каждого котла-утилизатора установлена дождевая заслонка, препятствующая расхолаживанию поверхностей нагрева котла после останова блока

Производимый в КУ пар высокого и низкого давлений направляется в паротурбинную установку, где вырабатывается дополнительное количество электроэнергии. Перегретый пар из ППВД КУ поступает в ЦВД паровой турбины. Перегретый пар из ППНД КУ подводится в камеру между 16 и 17 ступенями паровой турбины типа Т-125/150-7,3.

Охлаждение дымовых газов в КУ до 100 °С достигается за счет применения газовых подогревателей конденсата (ГПК), расположенных на выходе из каждого котла-утилизатора. После ГПК конденсат направляется в деаэратор (15). Питание деаэратора (15) осуществляется паром низкого давления КУ. Для исключения попадания входных труб ГПК в зону «точки росы», к конденсату перед ГПК с помощью насосов рециркуляции (13) подмешивается нагретый в ГПК конденсат в таком количестве, чтобы его температура после смешения составляла не менее 60 °С.

Паровая теплофикационная турбина типа Т-125/150-7,3 с двумя регулируемыми отборами пара номинальной мощностью 161,6 МВт в конденсационном режиме и 128,6 МВт в теплофикационном режиме предназначена для непосредственного привода генератора типа ТЗФА-160-2УЗ производства ОАО «Электросила», монтируемого на общем фундаменте с турбиной, и отпуска тепла на теплофикацию до 329,7 Гкал/ч при расчетной температуре наружного воздуха -2,2 °С. Давление пара контура ВД перед стопорными клапанами ЦВД составляет в номинальном режиме 7,225 МПа, его температура – 512,7 °С. Параметры пара контура низкого давления в номинальном режиме – 0,534 МПа и 221,7 °С. Турбина имеет дроссельное парораспределение и рассчитана на работу в режимах постоянного и скользящих

параметров пара обоих контуров и обеспечивает надежную и длительную работу при теплофикационном и конденсационном режимах работы.

Отработавший в паровой турбине пар поступает в конденсатор (6) конденсируется в нем и конденсатными насосами первого подъема (7) подается в блочную обессоливающую установку (БОУ) (8). После обработки конденсатные насосы второго подъема (9) направляют конденсат в охладитель пара концевых уплотнений паровой турбины (10). Здесь конденсат подогревается за счет теплоты пара из уплотнений паровой турбины и затем направляется в ГПК КУ.

Из ГПК конденсат направляется в деаэратор (15) и после деаэрации часть питательной воды питательными насосами ВД (2) поступает в экономайзер ВД, а часть питательными насосами НД (18) подается в барабан испарителя НД КУ.

Тепловая схема ПГУ-450Т включает теплофикационную установку, главными элементами которой являются четыре подогревателя сетевой воды Б1-Б4, сетевые насосы СН-1 и СН-2 и подпиточная установка теплосети (не показана на рисунке).

На паропроводах свежего пара (3) устанавливается быстродействующая редуционно-охладительная установка (БРОУ) (20), представляющая собой устройство, снижающее давление с 8,8 до 0,6 МПа с впрыском воды для снижения температуры пара. БРОУ позволяет сбрасывать по паропроводу (21) часть пара в конденсатор при пусках ПГУ, когда параметры пара за котлом не соответствуют тепловому состоянию турбины, и запускать ГТУ при неработающей паровой турбине (но включенной конденсационной установке), и неработающей теплофикационной установке. Если теплофикационная нагрузка имеется (т. е. имеется поток сетевой воды), то пуск и работа ГТУ при неработающей паровой турбине может осуществляться со сбросом пара из котла в подогреватель сетевой воды БЗ. Тогда он играет роль конденсатора. Таким образом, ГТУ ПГУ-450Т может работать при неработающей паровой турбине, но при этом должен осуществляться прием генерируемого пара в подогревателе сетевой воды.

3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

3.1. Расчет газотурбинной установки

Газотурбинная установка является основным элементом парогазовой установки. От параметров газов на выходе из газовой турбины зависят параметры пара, получаемого в котле-утилизаторе. Паротурбинная установка вырабатывает мощность в зависимости от параметров пара, генерируемых в контурах ВД и НД КУ.

Для охлаждения высокотемпературных элементов большинства современных ГТУ используется воздух, отбираемый за различными ступенями воздушного компрессора. При этом применяются в основном схемы открытого охлаждения, когда воздух, нагретый в охлаждаемых деталях, сбрасывается в проточную часть ГТУ.

На работу ГТУ оказывает влияние параметры наружного воздуха на входе в компрессор (и в первую очередь температура).

В результате расчета ГТУ определяются параметры рабочих тел (воздуха и продуктов сгорания) на входе и выходе из компрессора, на входе и выходе из газовой турбины, КПД ГТУ, расход рабочего тела через газовую турбину.

В качестве данных для расчета ГТУ используются следующие величины, приведенные в табл. 2.

Схема и цикл простой ГТУ изображены на рис. 3.

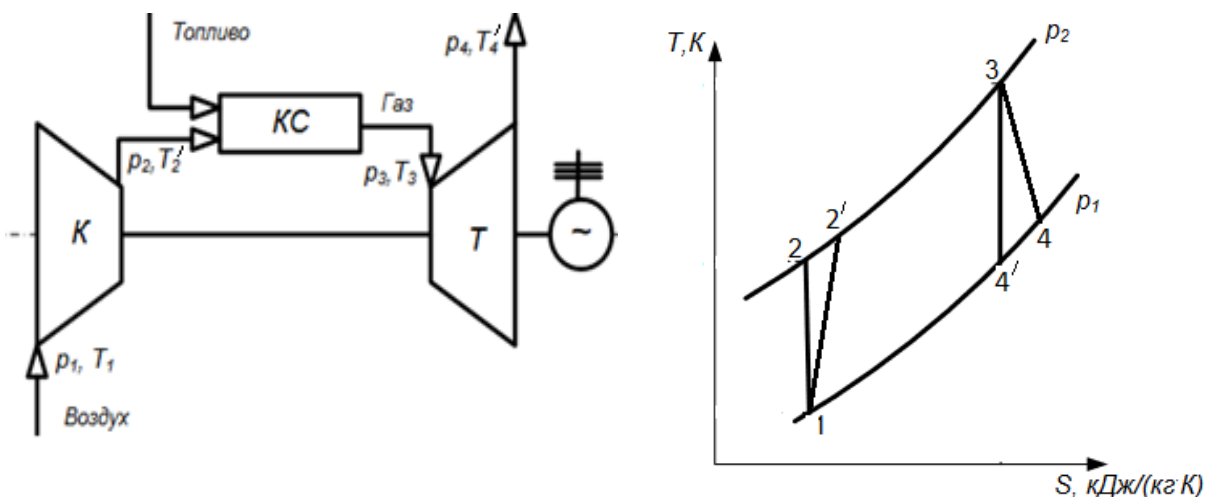


Рис. 3. Схема и цикл простой ГТУ

Расчет тепловой схемы ГТУ производился в следующем порядке:

1. Действительная температура воздуха в конце процесса сжатия в компрессоре:

$$T_{2'} = T_1 \left(1 + \frac{\pi_K^{m_B - 1}}{\eta_{oiK}} \right), \text{ К},$$

где m_B – показатель степени, $m_B = \frac{\kappa_B - 1}{\kappa_B}$, $\kappa_B \approx 1,4$ – показатель адиабаты воздуха;

c_{pB} – средняя теплоемкость воздуха в процессе сжатия в компрессоре,

$c_{pB} = \frac{R_B}{m_B}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$, где $R_B = 0,287 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ – газовая постоянная воздуха.

2. Пользуясь таблицей Ривкина для газов [5], по температурам t_1 и $t_2/$, $^\circ\text{C}$ находим энтальпии воздуха в начале и конце процесса сжатия в компрессоре h_1 и $h_2/$, кДж/кг .

3. Уточняем среднюю теплоемкость воздуха в процессе сжатия в компрессоре:

$$c_{pB} = (h_2/ - h_1)/(t_2/ - t_1), \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

4. Уточняем показатель степени m_B , а также температуру и энтальпию воздуха в конце процесса сжатия в компрессоре:

$$m_B = \frac{R_B}{c_{pB}}$$

$$T_2/ = T_1 \left(1 + \frac{\pi_K^{m_B} - 1}{\eta_{oiK}} \right), \text{К}.$$

По уточненной температуре $t_2/$, $^\circ\text{C}$ с помощью таблиц определяем энтальпию воздуха на выходе из компрессора $h_2/$, кДж/кг .

5. С помощью таблиц Ривкина определяем энтальпии воздуха и продуктов сгорания перед газовой турбиной:

Энтальпия воздуха при температуре t_3 , $^\circ\text{C} \rightarrow h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

При оценке энтальпии продуктов сгорания следует исходить из того, что в состав продуктов сгорания входят компоненты в следующем составе: двуокись углерода $r(\text{CO}_2) = 7,5 \%$, кислород $r(\text{O}_2) = 10 \%$, азот $r(\text{N}_2) = 76,5 \%$ и водяные пары $r(\text{H}_2\text{O}) = 6,0 \%$.

Энтальпия продуктов сгорания определяется по правилу смешивания. Энтальпии отдельных газов, входящих в состав продуктов сгорания ($h_{\text{CO}_2}, h_{\text{O}_2}, h_{\text{N}_2}, h_{\text{H}_2\text{O}}$) определяются по таблицам Ривкина при температуре газов перед газовой турбиной t_3 , $^\circ\text{C}$:

$$\begin{aligned} h_{\text{п.с.}} &= h_{\text{CO}_2} \cdot r(\text{CO}_2) + h_{\text{O}_2} \cdot r(\text{O}_2) + h_{\text{N}_2} \cdot r(\text{N}_2) + h_{\text{H}_2\text{O}} \cdot r(\text{H}_2\text{O}) = \\ &= h_{\text{CO}_2} \cdot 0,075 + h_{\text{O}_2} \cdot 0,1 + h_{\text{N}_2} \cdot 0,765 + h_{\text{H}_2\text{O}} \cdot 0,06, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Таблица 2 – Данные для расчета ГТУ

Наименование показателя	Обозначение	Размерность	Значение
Электрическая мощность	$N_э$	МВт	определяется характеристиками выбранной ГТУ
Температура газов перед газовой турбиной	t_3	°С	определяется характеристиками выбранной ГТУ
Температура воздуха на входе в компрессор	t_1	°С	исходные данные Приложение 1
Наибольшая допустимая температура металла сопловых и рабочих лопаток, по условиям прочности	t_w	°С	исходные данные Приложение 1
Степень сжатия в компрессоре	π_k	–	определяется характеристиками выбранной ГТУ
Число ступеней газовой турбины	z	ед	исходные данные Приложение 1
Коэффициент потерь давления	λ	–	исходные данные Приложение 1
Коэффициент использования теплоты топлива в камере сгорания	$\eta_{к.с.}$	–	исходные данные Приложение 1
Механический КПД турбины	η_m	–	исходные данные Приложение 1
КПД электрогенератора	$\eta_{э.г.}$	–	исходные данные Приложение 1
Внутренний относительный КПД турбины	η_{oiT}	–	исходные данные Приложение 1
Внутренний относительный КПД компрессора	η_{oiK}	–	исходные данные Приложение 1
Коэффициент утечек	α_y	–	исходные данные Приложение 1

6. Коэффициент избытка воздуха в газах после камеры сгорания:

$$\alpha = \frac{Q_H^p \cdot \eta_{к.с.} + V_B^0 \cdot h_B - (1 + V_B^0) \cdot h_{п.с.}}{V_B^0 \cdot (h_B - h_{2/})}$$

7. Находим энтальпию газа перед турбиной:

$$h_3 = \frac{(1 + V_B^0)}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_{п.с.} + \frac{(\alpha - 1) \cdot V_B^0}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

8. Определяем параметры процесса расширения газа в турбине, предварительно задавшись в первом приближении величиной показателя степени $m_T = 0,25$.

9. Действительная температура газа за турбиной:

$$T_{4/} = T_3(1 - (1 - \pi_T^{-m_T}) \cdot \eta_{oit}), \text{К},$$

где π_T – степень расширения газа в газовой турбине $\pi_T = \lambda \cdot \pi_{к.}$

10. Определяем энтальпию воздуха и продуктов сгорания за газовой турбиной при температуре $t_{4/}$, °С.

$$t_{4/}, \text{°С} \rightarrow h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

При оценке энтальпии продуктов сгорания следует исходить из того, что в состав продуктов сгорания входят те же компоненты, а энтальпии компонентов определяются по таблицам Ривкина при температуре газов за газовой турбиной $t_{4/}$, °С:

$$\begin{aligned} h_{п.с.} &= h_{CO_2} \cdot r(CO_2) + h_{O_2} \cdot r(O_2) + h_{N_2} \cdot r(N_2) + h_{H_2O} \cdot r(H_2O) = \\ &= h_{CO_2} \cdot 0,075 + h_{O_2} \cdot 0,1 + h_{N_2} \cdot 0,765 + h_{H_2O} \cdot 0,06, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \end{aligned}$$

11. Рассчитываем энтальпию газов за турбиной:

$$h_{4/} = \frac{(1 + V_B^0)}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_{п.с.} + \frac{(\alpha - 1) \cdot V_B^0}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

12. Средняя теплоемкость газа в процессе расширения в газовой турбине:

$$c_{pT} = \frac{h_3 - h_{4/}}{t_3 - t_{4/}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{°С}}$$

13. Соотношение массового количества воздуха и продуктов сгорания:

$$q = \frac{\mu_{п.с.}}{\mu_B} \cdot \frac{V_B^0}{(1 + V_B^0)}$$

где $\mu_{п.с.} = 28,66 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ молекулярная масса продуктов сгорания стандартного углеводорода; $\mu_B = 28,97 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ молекулярная масса воздуха.

14. Объемная доля воздуха в продуктах сгорания:

$$r = \frac{q \cdot (\alpha - 1)}{1 + q \cdot (\alpha - 1)}$$

15. Молекулярная масса газовой смеси (воздух и продукты сгорания природного газа):

$$\mu_r = \mu_B \cdot r + \mu_{п.с.} \cdot (r - 1), \frac{\text{КГ}}{\text{КМОЛЬ}}$$

16. Газовая постоянная для газовой смеси:

$$R_r = \frac{8,314 \text{ кДж}}{\mu_r}, \frac{\text{КДЖ}}{\text{КГ}}$$

17. Уточняем значение m_r :

$$m_r = \frac{R_r}{c_{pг}}$$

18. Уточняем следующие величины:

Действительная температура газа за газовой турбиной:

$$T_{4/} = T_3(1 - (1 - \pi_T^{-m_r}) \cdot \eta_{oit}), \text{К.}$$

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания за газовой турбиной при уточненной температуре $t_{4/}$:

$$t_{4/}, \text{°C} \rightarrow h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

При оценке энтальпии продуктов сгорания следует исходить из того, что в состав продуктов сгорания входят те же компоненты, а энтальпии компонентов определяются по таблицам Ривкина при уточненной температуре газов за газовой турбиной $t_{4/}$, °C:

$$\begin{aligned} h_{п.с.} &= h_{CO_2} \cdot r(CO_2) + h_{O_2} \cdot r(O_2) + h_{N_2} \cdot r(N_2) + h_{H_2O} \cdot r(H_2O) = \\ &= h_{CO_2} \cdot 0,075 + h_{O_2} \cdot 0,1 + h_{N_2} \cdot 0,765 + h_{H_2O} \cdot 0,06, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \end{aligned}$$

Энтальпия газов за газовой турбиной:

$$h_{4/} = \frac{(1+V_B^0)}{1+\alpha \cdot V_B^0} \cdot h_{п.с.} + \frac{(\alpha-1) \cdot V_B^0}{1+\alpha \cdot V_B^0} \cdot h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Средняя теплоемкость газа в процессе расширения:

$$c_{pг} = \frac{h_3 - h_{4/}}{t_3 - t_{4/}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{°C}}$$

19. Работа расширения 1 кг газа в турбине:

$$H_T = h_3 - h_{4/}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

20. Работа, затраченная на сжатие 1 кг воздуха в компрессоре:

$$H_K = h_{2/} - h_1, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

21. Работа турбины на валу агрегата:

$$H_e = H_T \cdot \eta_M - b \cdot H_K, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где $b = \frac{\alpha \cdot V_B^0 \cdot (1 + \alpha_y)}{1 + \alpha \cdot V_B^0}$ – коэффициент, учитывающий изменение расхода воздуха и газов вследствие утечек.

22. Коэффициент полезной работы:

$$\varphi = 1 - b \frac{H_K}{H_T}.$$

23. Относительный расход воздуха, отбираемый из компрессора на охлаждение турбины:

$$g_B = 0,02 + 0,32 \cdot 10^{-3} \cdot (T_3 - T_w),$$

где t_w – наибольшая допустимая температура металла лопаток, определяемая по условиям прочности, $t_w = 800-850$ °С (исходные данные).

24. Ориентировочная температура газов после первой ступени газовой турбины (если принять число ступеней газовой турбины $z = 4$ и считать работу всех ступеней одинаковой):

$$T_2'' = T_3 - \frac{H_T}{z \cdot c_{pT}}, \text{°К}.$$

25. Коэффициент снижения работы охлаждаемой турбины:

$$\gamma = \gamma_K - \gamma_B + \gamma_T = \frac{1}{\varphi} \cdot \left(1 - \varphi - \frac{(z-1) \cdot T_{2/}}{z \cdot T_2''} \right) + \frac{0,6}{z \cdot \varphi},$$

где γ_K – коэффициент снижения работы турбины за счет затрат на сжатие дополнительного воздуха, подаваемого на охлаждение; γ_T – коэффициент снижения работы турбины вследствие снижения эффективности охлаждаемых ступеней по сравнению с неохлаждаемыми; γ_B – коэффициент увеличения работы турбины за счет дополнительной работы охлаждающего воздуха, сбрасываемого в проточную часть.

26. Внутренняя работа ГТУ с охлаждением:

$$H_{\text{охл}} = H_e \cdot (1 - \gamma \cdot g_B), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

27. Массовый расход газа на турбину с охлаждением:

$$G_T = \frac{N_3}{H_{\text{охл}} \cdot \eta'_M \cdot \eta_{\text{э.г.}}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

где $\eta'_M = 1 - \frac{1 - \eta_M}{\varphi}$ – механический КПД ГТУ.

28. Расход топлива на ГТУ с охлаждением:

$$B = \frac{G_T}{1 + \alpha \cdot V_B^0}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

29. Расход воздуха подаваемого в камеру сгорания с учетом расхода на охлаждение:

$$G_B^{к.с.} = \frac{\alpha \cdot V_B^0 \cdot G_T}{1 + \alpha \cdot V_B^0}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

30. Необходимая производительность компрессора с учетом расхода воздуха на охлаждение:

$$G_B^K = G_T \cdot (b + g_B), \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

31. Расход газов на выходе из турбины с учетом воздуха, сбрасываемого в проточную часть из системы охлаждения (расход газов в котел-утилизатор):

$$G_{ГТУ}^Г = G_T \cdot (1 + g_B), \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

32. Электрический КПД ГТУ без учета охлаждения:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{B \cdot Q_{\text{H}}^P}$$

33. Электрический КПД ГТУ с охлаждением:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{охл}} = \eta_{\text{э}} \cdot (1 - \gamma \cdot g_B).$$

3.2. Укрупненный тепловой расчет котла-утилизатора

Водогрейный котел-утилизатор представляет собой теплообменник с принудительной циркуляцией воды, предназначенный для получения пара за счет теплоты уходящих газов после газовой турбины.

Задачей укрупненного расчета котла-утилизатора является определение расходов пара высокого и низкого давлений, генерируемого в котле.

При расчете тепловой схемы котла-утилизатора (рис. 4) исходными данными, определяемые техническими характеристиками, выбранного котла-утилизатора (Приложение 3) или полученными при тепловом расчете ГТУ, являются величины, занесенные в табл. 3.

По ходу газов в КУ двух давлений последовательно установлены:

- пароперегреватель высокого давления (ППВД);
- испаритель высокого давления (ИВД);
- экономайзер высокого давления (ЭКВД);
- пароперегреватель низкого давления (ППНД);
- испаритель низкого давления (ИНД);
- газовый подогреватель конденсата (ГПК).

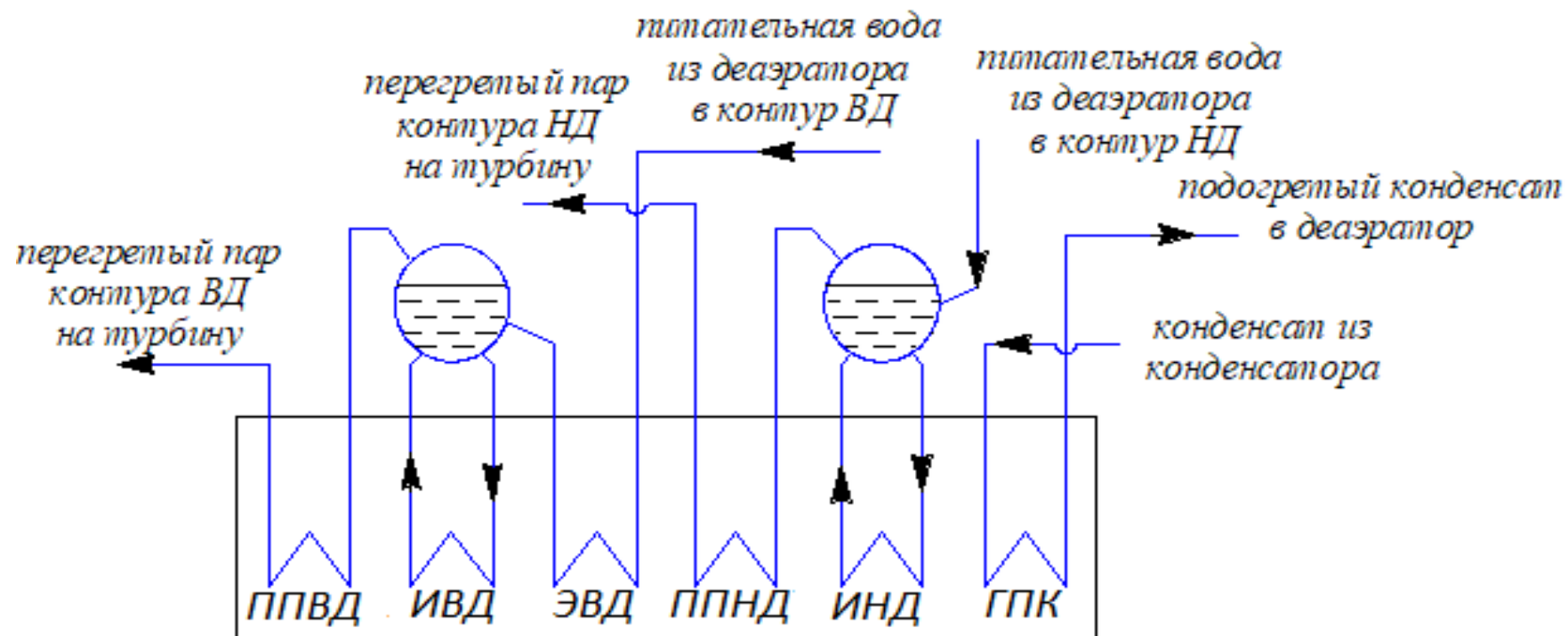


Рис. 4. Принципиальная тепловая схема двухконтурного КУ

Таблица 3 – Исходные данные для теплового расчета котла-утилизатора

Наименование показателя	Обозначение	Размерность	Значение
Расход газов на выходе из газовой турбины	$G_{ГТУ}^r$	кг/с	Определяется при расчете ГТУ
Температура газов за турбиной	ϑ_d	°С	Определяется при расчете ГТУ ($\vartheta_d = t_{4/}$)
Температура окружающей среды	ϑ_a	°С	Исходные данные для расчета ГТУ ($\vartheta_a = t_1$)
Коэффициент избытка воздуха в газах	α	-	Определяется при расчете ГТУ
Давление в барабане контура высокого давления	$P_6^{ВД}$	МПа	Технические характеристики выбранного котла-утилизатора
Давление в барабане контура низкого давления	$P_6^{НД}$	МПа	Технические характеристики выбранного котла-утилизатора
Давление в деаэраторе	P_d	МПа	Технические характеристики выбранного котла-утилизатора
Давление в конденсаторе	P_k	кПа	5
Температурный напор на холодном конце испарителя высокого давления	$\theta_{ВД}$	°С	20
Температурный напор на холодном конце испарителя низкого давления	$\theta_{НД}$	°С	10
Температурный напор на горячем конце пароперегревателя низкого давления	$\theta_{пп}^{НД}$	°С	20
Температурный напор на горячем конце пароперегревателя высокого давления	$\theta_{пп}^{ВД}$	°С	30
Температура конденсата на входе в котел	$t'_{ГПК}$	°С	60
Температура конденсата на выходе из газового подогревателя	$t''_{ГПК}$	°С	140
Энтальпия газов на входе в котел-утилизатор	I_d	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	Определяется при расчете ГТУ ($I_d = h_{4/}$)

Расчет тепловой схемы КУ производится в следующей последовательности.

1. Максимально возможная температура перегретого пара на выходе из ППВД ограничивается минимальным температурным напором в ППВД:

$$t_{пп}^{ВД} = t_{4/} - \theta_{пп}^{ВД}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2. Энтальпия перегретого пара на выходе из ППВД определяется по таблицам воды и водяного пара [7] при давлении $P_6^{ВД}$ и температуре $t_{пп}^{ВД}$:

$$h_{пп}^{ВД} = f(t_{пп}^{ВД}; P_6^{ВД}), \text{ кДж/кг}.$$

3. Температура газов на выходе из ИВД перед ЭВД:

$$\vartheta_{ЭК}^{ВД} = t_s + \theta_{ВД}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_s = f(P_6^{ВД}), \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура насыщения, определяемая при давлении в барабане контура высокого давления КУ.

4. Энтальпия газов перед ЭВД:

$$I_{ЭК}^{ВД} = f(\vartheta_{ЭК}^{ВД}; \alpha)$$

$$I_{ЭК}^{ВД} = \frac{(1 + V_B^0)}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_{п.с.} + \frac{(\alpha - 1) \cdot V_B^0}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$h_B = f(\vartheta_{ЭК}^{ВД})$ – энтальпия воздуха, определяемая по таблицам [5];

$$\begin{aligned} h_{п.с.} &= h_{CO_2} \cdot r(CO_2) + h_{O_2} \cdot r(O_2) + h_{N_2} \cdot r(N_2) + h_{H_2O} \cdot r(H_2O) = \\ &= h_{CO_2} \cdot 0,075 + h_{O_2} \cdot 0,1 + h_{N_2} \cdot 0,765 + h_{H_2O} \cdot 0,06, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Энтальпии отдельных газов, входящих в состав продуктов сгорания берутся по таблицам [5] при температуре $\vartheta_{ЭК}^{ВД}$.

5. Энтальпия питательной воды на выходе из ЭВД:

$$h_{ЭК}^{ВД} = f(P_6^{ВД}), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

6. Расход пара ВД, генерируемый одним КУ:

$$G_{п}^{ВД} = \frac{G_{ГТУ}^Г \cdot (I_d - I_{ЭК}^{ВД})}{h_{пп}^{ВД} - h_{ЭК}^{ВД}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

7. Энтальпия питательной воды, поступающей из деаэратора:

$$h_d = f(P_d), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

8. Энтальпия газов за ЭВД:

$$I_{ух}^{ВД} = I_{ЭК}^{ВД} - \frac{G_{п}^{ВД} \cdot (h_{ЭК}^{ВД} - h_d)}{G_{ГТУ}^Г}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

9. Соответствующая найденной энтальпии температура газов за ЭВД (определяется подбором с использованием уравнений пункта 4 укрупненного теплового расчета КУ) %

$$\vartheta_{yx}^{ВД} = f(I_{yx}^{ВД}; \alpha), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

10. Температура газов на входе в ГПК:

$$\vartheta_{ГПК} = t_s + \theta_{НД}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_s = f(P_6^{НД}), \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура насыщения воды при давлении в барабане контура низкого давления КУ.

11. Энтальпия газов перед ГПК:

$$I_{ГПК} = f(\vartheta_{ГПК}; \alpha)$$

$$I_{ГПК} = \frac{(1 + V_B^0)}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_{п.с.} + \frac{(\alpha - 1) \cdot V_B^0}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_B, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$h_B = f(\vartheta_{ГПК})$ – энтальпия воздуха, определяемая по таблицам [5];

$$h_{п.с.} = h_{CO_2} \cdot r(CO_2) + h_{O_2} \cdot r(O_2) + h_{N_2} \cdot r(N_2) + h_{H_2O} \cdot r(H_2O) =$$

$$= h_{CO_2} \cdot 0,075 + h_{O_2} \cdot 0,1 + h_{N_2} \cdot 0,765 + h_{H_2O} \cdot 0,06, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпии отдельных газов, входящих в состав продуктов сгорания берутся по таблицам [5] при температуре $\vartheta_{ГПК}$.

12. Температура перегретого пара за ППНД:

$$t_{пп}^{НД} = \vartheta_{yx}^{ВД} - \theta_{пп}^{НД}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

13. Энтальпия перегретого пара в контуре НД:

$$h_{пп}^{НД} = f(t_{пп}^{НД}; P_6^{НД}).$$

14. Энтальпия насыщенной воды в барабане НД:

$$h_6^{НД} = f(P_6^{НД}), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

15. Расход пара, генерируемого в контуре НД:

$$G_{п}^{НД} = \frac{G_{ГТУ}^r \cdot (I_{yx}^{ВД} - I_{ГПК})}{h_{пп}^{НД} - h_6^{НД}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

16. Энтальпия воды за ГПК:

$$h_{ГПК} = f(t_{ГПК}''; P_6^{НД}), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

17. Расход пара низкого давления на стационарный деаэратор:

$$G_d = \frac{2(G_{\text{П}}^{\text{ВД}} + G_{\text{П}}^{\text{НД}})(h_d - h_{\text{ГПК}})}{h_{\text{пп}}^{\text{НД}} - h_{\text{ГПК}}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

18. Энтальпия питательной воды на входе в ГПК:

$$h_{\text{пв}} = f(t'_{\text{ГПК}}; P_6^{\text{НД}}), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

19. Энтальпия конденсата на выходе из конденсатора:

$$h_{\text{к}} = f(p_{\text{к}}), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

20. Расход рециркуляции через ГПК:

$$G_p = \frac{[2(G_{\text{П}}^{\text{ВД}} + G_{\text{П}}^{\text{НД}}) - G_d] \cdot (h_{\text{пв}} - h_{\text{к}})}{h_{\text{ГПК}} - h_{\text{пв}}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

21. Энтальпия газов на выходе из КУ:

$$I_{\text{yx}} = I_{\text{ГПК}} - \frac{(G_{\text{П}}^{\text{ВД}} + G_{\text{П}}^{\text{НД}} - \frac{G_d}{2} + \frac{G_p}{2}) \cdot (h_{\text{ГПК}} - h_{\text{пв}})}{G_{\text{ГТУ}}^{\text{Г}}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

22. Соответствующая энтальпии I_{yx} температура уходящих газов (определяется подбором с использованием уравнений пункта 4 укрупненного теплового расчета КУ):

$$\vartheta_{\text{yx}} = f(I_{\text{yx}}; \alpha), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

23. Энтальпия газов при температуре окружающей среды:

$$I_a = f(\vartheta_a; \alpha)$$

$h_{\text{в}}(\vartheta_a)$, кДж/кг – энтальпия воздуха, определяемая по таблицам [5];

$$\begin{aligned} h_{\text{п.с.}} &= h_{\text{CO}_2} \cdot r(\text{CO}_2) + h_{\text{O}_2} \cdot r(\text{O}_2) + h_{\text{N}_2} \cdot r(\text{N}_2) + h_{\text{H}_2\text{O}} \cdot r(\text{H}_2\text{O}) = \\ &= h_{\text{CO}_2} \cdot 0,075 + h_{\text{O}_2} \cdot 0,1 + h_{\text{N}_2} \cdot 0,765 + h_{\text{H}_2\text{O}} \cdot 0,06, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Энтальпии отдельных газов, входящих в состав продуктов сгорания берутся по таблицам [5] при температуре ϑ_a .

$$I_a = \frac{(1 + V_{\text{В}}^0)}{1 + \alpha \cdot V_{\text{В}}^0} \cdot h_{\text{п.с.}} + \frac{(\alpha - 1) \cdot V_{\text{В}}^0}{1 + \alpha \cdot V_{\text{В}}^0} \cdot h_{\text{в}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

24. КПД котла-утилизатора.

Величина КПД КУ показывает эффективность утилизации теплоты уходящих газов ГТУ и находится как отношение реальной степени утилизации теплоты газов в котле-утилизаторе к теоретически возможной при их охлаждении до температуры наружного воздуха:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{I_d - I_{\text{УХ}}}{I_d - I_a}$$

25. Тепло, отданное газами ГТУ в КУ:

$$Q_{\text{ГАЗ}} = 2 \cdot G_{\text{ГТУ}}^{\text{Г}} \cdot (I_d - I_{\text{УХ}}), \text{ кВт.}$$

26. Тепло, полученное пароводяным рабочим телом в КУ:

$$Q_{\text{ПАР}} = 2 \cdot G_{\text{П}}^{\text{ВД}} (h_{\text{ПП}}^{\text{ВД}} - h_{\text{К}}) + (2 \cdot G_{\text{П}}^{\text{НД}} - G_{\text{Д}}) \cdot (h_{\text{ПП}}^{\text{НД}} - h_{\text{К}}), \text{ кВт.}$$

Проверка: $Q_{\text{ГАЗ}} \approx Q_{\text{ПАР}}$

27. Определяем тепло, подводимое к пароводяному рабочему телу в отдельных элементах КУ:

Тепло, подводимое в ГПК:

$$Q_{\text{ГПК}} = \left(G_{\text{П}}^{\text{ВД}} + G_{\text{П}}^{\text{НД}} - \frac{G_{\text{Д}}}{2} + \frac{G_{\text{Р}}}{2} \right) \cdot (h_{\text{ГПК}} - h_{\text{ПВ}}), \text{ кВт.}$$

Тепло, подводимое в ИНД:

$$Q_{\text{ИСП}}^{\text{НД}} = G_{\text{П}}^{\text{НД}} \cdot r^{\text{НД}}, \text{ кВт,}$$

где $r^{\text{НД}} = f(P_6^{\text{НД}})$, кДж/кг – скрытая теплота парообразования, определяется по таблицам воды и водяного пара.

Тепло, подводимое в ППНД:

$$Q_{\text{ПП}}^{\text{НД}} = G_{\text{П}}^{\text{НД}} (h_{\text{ПП}}^{\text{НД}} - h_s''^{\text{НД}}), \text{ кВт,}$$

где $h_s''^{\text{НД}} = f(P_6^{\text{НД}})$, кДж/кг – энтальпия насыщенного пара на выходе из барабана ИНД

Тепло, подведенное к ЭВД:

$$Q_{\text{ЭК}} = G_{\text{П}}^{\text{ВД}} (h_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} - h_{\text{Д}}), \text{ кВт.}$$

Тепло, подведенное в ИВД:

$$Q_{\text{ИСП}}^{\text{ВД}} = G_{\text{П}}^{\text{ВД}} \cdot r^{\text{ВД}}, \text{ кВт,}$$

где $r^{\text{ВД}} = f(P_6^{\text{ВД}})$ – скрытая теплота парообразования определяется по таблицам воды и водяного пара по давлению в барабане контура ВД

Тепло, подводимое в ППВД:

$$Q_{\text{ПП}}^{\text{ВД}} = G_{\text{П}}^{\text{ВД}} (h_{\text{ПП}}^{\text{ВД}} - h_s^{\prime\prime\text{ВД}}), \text{ кВт},$$

где $h_s^{\prime\prime\text{ВД}} = f(P_6^{\text{ВД}})$, кДж/кг – энтальпия насыщенного пара на выходе из барабана ИВД

Проверка: $2(Q_{\text{ГПК}} + Q_{\text{ИСП}}^{\text{НД}} + Q_{\text{ПП}}^{\text{НД}} + Q_{\text{ЭК}} + Q_{\text{ИСП}}^{\text{ВД}} + Q_{\text{ПП}}^{\text{ВД}}) \approx Q_{\text{газ}}$.

По полученным значениям строится тепловая диаграмма КУ, представленная на рис. 5.

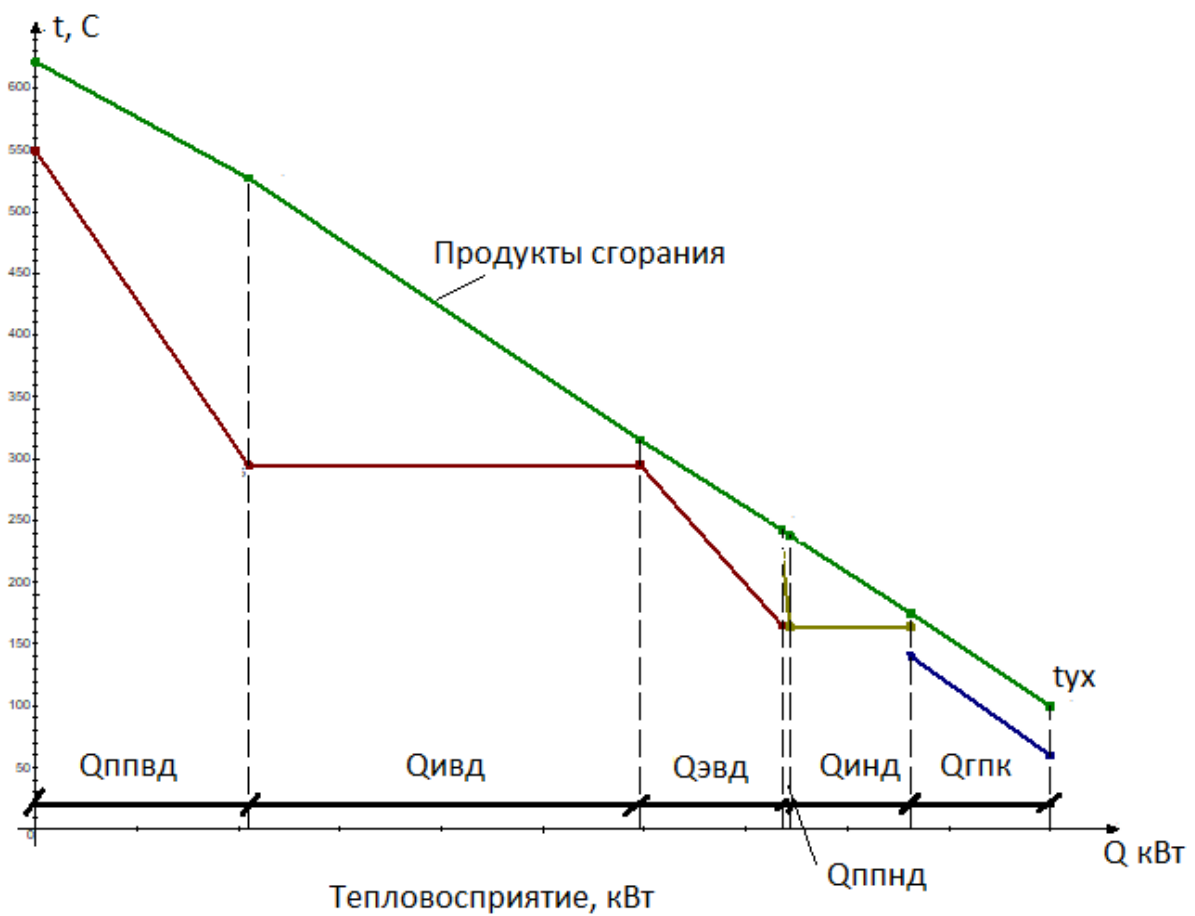


Рис. 5. Тепловая диаграмма котла-утилизатора

3.3. Определение внутреннего относительного КПД и мощности ПТУ

Расчет внутреннего относительного КПД паровой турбины проводится по приближенным формулам в два этапа. Сначала определяется КПД части высокого давления (до смешения с потоком пара из контура низкого давления КУ) $\eta_{oi}^{ВД}$, а также параметры потока пара на входе в камеру смешения, а затем определяют параметры пара в камере смешения и рассчитывают внутренний относительный КПД части низкого давления $\eta_{oi}^{НД}$ (от камеры смешения до конденсатора).

Графически процесс расширения пара в паровой турбине представляет собой горизонтальные линии дросселирования пара (в паровпускных клапанах, регулирующих органах) и политроп расширения в отдельных отсеках проточной части турбины, наклон которых определяется значением относительного внутреннего КПД турбины.

Процесс расширения пара в турбине показан на рис. 6.

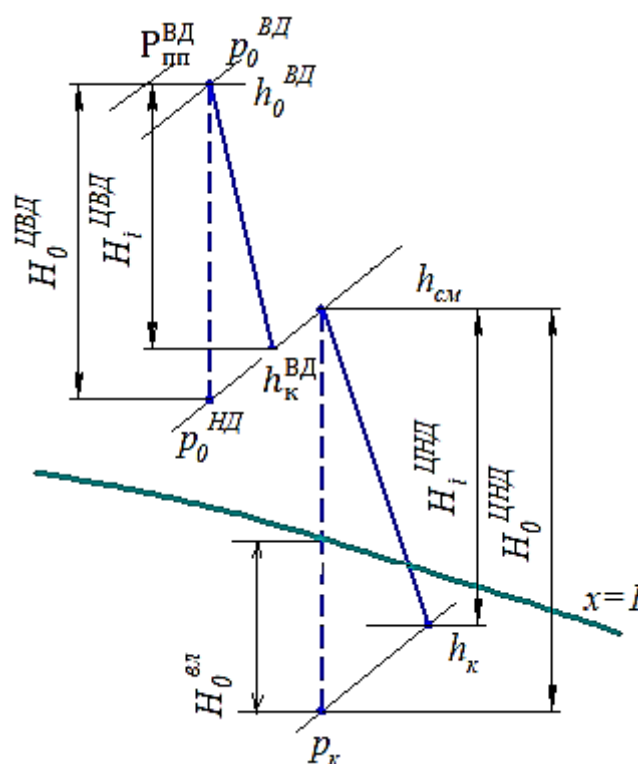


Рис. 6. Процесс расширения пара в паровой турбине

Потери давления в полностью открытых регулирующих клапанах составляют 3–5 %.

Паровые турбины для утилизационных ПГУ выполняют с дроссельным парораспределением.

Так как в котле-утилизаторе получают пар двух давлений, пар низкого давления смешивается в паровой турбине с основным потоком пара в точке смешения. Параметры в точке смешения выбирают так, чтобы смешиваемые потоки имели по возможности равные параметры.

1. Примем величину потерь давления при передаче пара из контура высокого давления КУ до турбины равной 5 %, тогда давление и энтальпия пара непосредственно на входе в паровую турбину составит:

$$P_0^{\text{ВД}} = P_{\text{ПП}}^{\text{ВД}} \cdot 0,95, \text{ МПа}$$

$$h_0^{\text{ВД}} = h_{\text{ПП}}^{\text{ВД}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

2. Параметры пара низкого давления непосредственно перед паровой турбиной, с учетом потерь при транспортировке от КУ до ПТ (5 %):

$$P_0^{\text{НД}} = P_{\text{ПП}}^{\text{НД}} \cdot 0,95, \text{ МПа}.$$

3. Строим теоретический процесс расширения пара высокого давления в паровой турбине от давления $P_0^{\text{ВД}}$ до давления $P_0^{\text{НД}}$ и определяем величину располагаемого теплоперепада $H_0^{\text{ЦВД}}$, кДж/кг.

4. Расход пара высокого давления через отсек паровой турбины:

$$G_{\text{ЦВД}} = 2 \cdot G_{\text{П}}^{\text{ВД}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

5. Внутренний относительный КПД ЦВД оценим по формуле, приведенной в методике [8]:

$$\eta_{oi}^{\text{ВД}} = \left(0,92 - \frac{0,2}{G_{\text{ЦВД}} \cdot v_{\text{ср}}} \right) \cdot \left(1 + \frac{H_0^{\text{ЦВД}} - 700}{2 \cdot 10^4} \right) k_{\text{вл}},$$

где $k_{\text{вл}}$ – коэффициент, учитывающий возможную работу части или всего отсека паровой турбины в области влажного пара, $k_{\text{вл}} = 1$ (в ЦВД работает перегретый пар);

$G_{\text{ЦВД}}$ – расход пара высокого давления через отсек паровой турбины;

$v_{\text{ср}}$ – средний удельный объем пара, $v_{\text{ср}} = \sqrt{v_0 v_z}$;

v_0 – удельный объем пара на входе в отсек паровой турбины, определяется по таблицам воды и водяного пара, $v_0 = f(P_0^{\text{ВД}}; t_{\text{ПП}}^{\text{ВД}})$;

v_z – удельный объем пара на выходе из отсека паровой турбины, определяется по таблицам воды и водяного пара, $v_z = f(P_0^{\text{НД}}; t_{\text{ПП}}^{\text{НД}})$;

$H_0^{\text{ЦВД}}$ – располагаемый теплоперепад отсека паровой турбины.

6. Энтальпия пара на выходе из отсека высокого давления (ЦВД):

$$h_{\text{к}}^{\text{ВД}} = h_0^{\text{ВД}} - H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ВД}}, \text{ кДж/кг}.$$

7. Энтальпия пара в точке смешения:

$$h_{см} = \frac{2G_{п}^{ВД} \cdot h_{к}^{ВД} + (2G_{п}^{НД} - G_{д}) \cdot h_{пп}^{НД}}{2(G_{п}^{ВД} + G_{п}^{НД}) - G_{д}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

8. Располагаемый теплоперепад $H_0^{ЦНД}$ отсека низкого давления паровой турбины (ЦНД), определяем построив процесс расширения пара до давления в конденсаторе.

9. Внутренний относительный КПД отсека низкого давления паровой турбины (ЦНД) оценим по формуле, приведенной в методике [8]:

$$\eta_{0i}^{НД} = 0,87 \cdot \left(1 + \frac{H_0^{ЦНД} - 400}{10^4}\right) k_{вл} - \frac{\Delta H_{ВС}}{H_0^{ЦНД}}.$$

10. Коэффициент потерь от влажности:

$$k_{вл} = 1 - 0,8 \cdot (1 - \gamma_{вл}) \cdot (\gamma_0 + \gamma_z) \cdot \frac{H_0^{ВЛ}}{H_0^{ЦНД}},$$

где $\gamma_{вл} = 0,15$ – коэффициент, учитывающий эффективность влагоудаления (учтено использование внутриканальной сепарации пара);

$\gamma_0 = 0$ – влажность в начале процесса расширения;

$\gamma_z = 0,1$ – влажность в конце процесса расширения;

$H_0^{ВЛ}$ – часть располагаемого теплоперепада отсека, расположенная в области влажного пара, определяется по hS -диаграмме.

11. Потери с входной скоростью:

$$\Delta H_{ВС} = 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{(G_{ЦНД} \cdot v_k)}{i \cdot \pi}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{0,1}{\theta_z - 1}\right).$$

Расход пара через отсек низкого давления:

$$G_{ЦНД} = 2(G_{п}^{ВД} + G_{п}^{НД}) - G_{д}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Обычно паровая турбина ПГУ выполняется либо одноцилиндровой однопоточной, либо с отдельным двухпоточным ЦНД. Принимаем двухпоточную конструкцию ЦНД ($i=2$).

Удельный объем пара в конце идеального процесса расширения определяется либо по hS -диаграмме, либо по таблицам воды и водяного пара $v_k = f(P_k; S_k)$.

Находим объемный расход пара на один поток ЦНД $(G_{ЦНД} v_k)/2$

По номограмме, приведенной на рисунке 7, выбираем размеры лопатки последних ступеней паровой турбины l_z , мм, d_k , мм (при рассчитанном конечном объемном расходе пара на один поток $(G_{ЦНД} v_k)/2$, значение КПД должно быть максимальным).

Осевая площадь сечения на выходе из рабочих лопаток последней ступени паровой турбины:

$$\rho = \pi \cdot (l_z \cdot d_k), \text{ м}^2.$$

Величина, обратная верности последней ступени:

$$\theta_z = \frac{d_k}{l_z}.$$

12. Энтальпия пара на выходе из ЦНД:

$$h_k^{\text{HD}} = h_{\text{CM}} - H_0^{\text{ЦНД}} \cdot \eta_{0i}^{\text{ВД}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

13. Внутренняя мощность паровой турбины:

$$N_i^{\text{ПТ}} = G_{\text{ЦВД}} \cdot H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{0i}^{\text{ВД}} + G_{\text{ЦНД}} \cdot H_0^{\text{ЦНД}} \cdot \eta_{0i}^{\text{HD}}, \text{ кВт}.$$

14. Располагаемая мощность паровой турбины:

$$N_0^{\text{ПТ}} = G_{\text{ЦВД}} \cdot H_0^{\text{ЦВД}} + G_{\text{ЦНД}} \cdot H_0^{\text{ЦНД}}, \text{ кВт}.$$

15. Относительный внутренний КПД паровой турбины:

$$\eta_{0i}^{\text{ПТ}} = \frac{N_i^{\text{ПТ}}}{N_0^{\text{ПТ}}}.$$

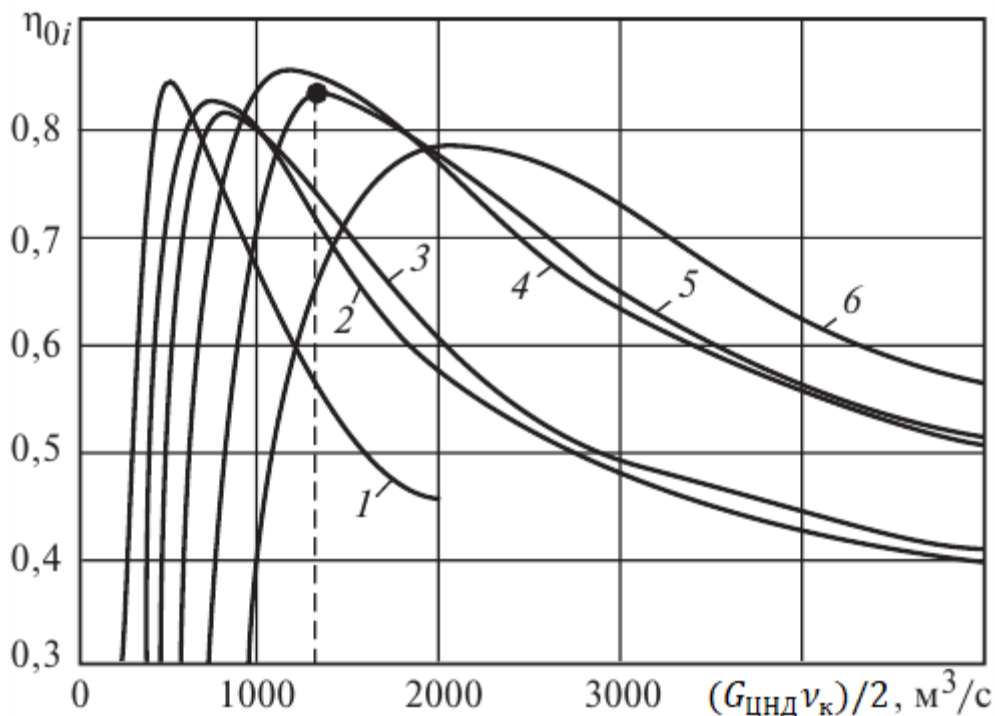


Рис. 7. Характеристики последних ступеней паровых турбин (зависимость внутреннего КПД последней ступени от конечного объемного расхода):

1 — длина рабочей лопатки $l_z = 0,55$ м, корневой диаметр, $d_k = 1,35$ м;

2 — $l_z = 0,755$ м, $d_k = 1,35$ м; 3 — $l_z = 0,755$ м, $d_k = 1,52$ м;

4 — $l_z = 0,96$ м, $d_k = 1,52$ м; 5 — $l_z = 1,0$ м, $d_k = 1,8$ м; 6 — $l_z = 1,2$ м, $d_k = 1,8$ м

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПГУ

Расчет экономических показателей утилизационной ПГУ не зависит от тепловой схемы и выполняется однотипно.

1. Суммарная электрическая мощность ПГУ брутто:

$$N_{\text{бр}}^{\text{ПГУ}} = 2 \cdot N_{\text{ГТУ}} + N_i^{\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эм}}, \text{ кВт},$$

$\eta_{\text{м}} = 0,995$ – механический КПД паровой турбины

$\eta_{\text{эм}} = 0,982$ – КПД электрогенератора.

2. Суммарная электрическая мощность ПГУ ПГУ нетто:

$$N_{\text{нт}}^{\text{ПГУ}} = N_{\text{бр}}^{\text{ПГУ}} \left(1 - \frac{\varepsilon_{\text{сн}}}{100} \right), \text{ кВт},$$

где $\varepsilon_{\text{сн}} = 2,3\%$ – затраты электроэнергии на собственные нужды станции

3. Абсолютный электрический КПД ПГУ брутто:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{бр}}^{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{кс}}} \cdot 100 \%,$$

где $Q_{\text{кс}} = \frac{2 \cdot N_{\text{ГТУ}}}{\eta_{\text{э}}}$, кВт – тепло, подведенное в камеру сгорания ГТУ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тепловые электрические станции [Текст]: учебник для вузов / В. Д. Буров [и др.]; под ред. В. М. Лавыгина [и др.]. – 3-е изд., стереотип. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с.
2. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций [Текст] / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под ред. С. В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.
3. Арсеньев, Л. В. Комбинированные установки с газовыми турбинами [Текст] / Л. В. Арсеньев, В. Г. Тырышкин. – Л.: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1982. – 247 с.
4. Качан, С. А. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок [Текст]: методическое пособие по дипломному проектированию для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» / С. А. Качан; Белорусский национальный технический университет, Кафедра «Тепловые электрические станции». – Минск: БНТУ, 2007. – 129 с.
5. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства газов [Текст]: Справочник / С. Л. Ривкин. – 4-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 288 с.
6. Злобин, В. Г., Верхоланцев, А. А. Газотурбинные установки. Ч. 1. Тепловые схемы. Термодинамические циклы [Текст]: учебное пособие / В. Г. Злобин, А. А. Верхоланцев. – СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2020. – 114 с.
7. Ривкин, С. Л., Александров, А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара [Текст]: Справочник / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.
8. Трухний, А. Д. Парогазовые установки электростанций [Текст]: Учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ. – 2013. – 648 с.
9. Каталог энергетического оборудования. Том 1. Каталог газотурбинного оборудования. – Рыбинск: ООО «Издательский дом «Газотурбинные технологии», 2010. – 365 с.
10. Каталог газотурбинного оборудования. – Рыбинск: ООО «Издательский дом «Газотурбинные технологии». – 2021. – 304 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Исходные данные для расчета ГТУ

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение, размерность	Численное значение																
			Варианты задания																
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	Электрическая мощность станции	$N_{ст}, МВт$	44	52	80	120	130	180	190	83	195	200	210	325	345	410	459	800	
2	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_{н}^p, кДж/кг$	46900	46800	46700	46500	46400	46300	46200	46100	46000	45500	45800	45300	45200	45000	45100	47000	
3	Температура воздуха на входе в компрессор	$t_1, °C$	15	17	19	20	22	24	15	17	19	21	23	25	15	17	19	26	
4	Наибольшая допустимая температура металла сопловых и рабочих лопаток, по условиям прочности	$t_w, °C$	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	
6	Число ступеней газовой турбины	z	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
7	Коэффициент потерь давления	λ		0,95															
8	Коэффициент использования теплоты топлива в камере сгорания	$\eta_{к.с.}$		0,995															
9	Механический КПД газовой турбины	η_m		0,995															
10	КПД электрогенератора	$\eta_{э.г.}$		0,982															

№ п/п	Наименование показателей	Обозна чение, размер ность	Численное значение															
			Варианты задания															
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11	Внутренний относительный КПД газовой турбины	η_{oit}	0,91															
12	Внутренний относительный КПД компрессора	η_{oik}	0,86															
13	Коэффициент утечек	α_y	0,005															
14	Минимально необходимое количество воздуха для полного сжигания 1кг топлива	V_B^0 , кг/кг	15															

Приложение 2 – Технические характеристики газотурбинных установок

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Номинальная мощность, МВт	Степень повышения давления	Расход выхлопных газов, кг/с	Температура на входе в турбину, °С	Температура на выходе из турбины, °С
АО «ОДК-Пермские моторы», АО «ОДК-Авиадвигатель»	ГТУ-4П	1999	4,13	7,3	29,8	1350	414
	ГТУ-6П	2002	6,14	8,7	33,9	1380	474
	ГТУ-12ПГ-2	2004	12,3	15,9	45,9	1480	496
	ГТЭ-16ПА2	2013	16,4	19,5	56,1	1494	495
	ГТЭ-25П	2009	23	27,3	76,7	1545	473
	ГТЭ-25ПА	2013	25,5	28,5	78,3	1550	502
ПАО «ОДК-Сатурн»	ГТД-6РМ	2001	6,38	8,56	48,8	794	385
	Е70/8РД	Готов к серийному производству	8,33	21,6	32,23	1116	698
	ГТД-8РМ	2003	8,44	9,89	54,1	899	435
	ГТД-10РМЭ	2015	10,24	17,5	33	1226	515
	ГТД-110М	проект	118	15,6	371	1214	517
	ГТЭ-110	1998	118	14,7	364,7	1210	517
АО «НПЦГСалют»	ГТД-12С	2003	12	10,5	84	1012	390
	ГТД-20С	2005	20	13	96	1030	447
ПАО «Силовые машины»	ГТЭ-65.1	2024	66,9	15,9	194,9	1330	555
	ГТЭ-150	1989	131	13	628	950	423
	ГТЭ-160	1998	161	13	509	1100	530
	ГТЭ-170.1	2023	155,3	11,3	509	1310	538
	ГТЭ-170.2	2024	171	12,2	535	1310	539
ПАО «Кузнецов»	НК-14Э	2000	10	10,6	38,3	1057	527
	НК-37	1999	25	23,1	101,3	1181	457
АО «КМПО» ПАО «Кузнецов»	НК-38СТ	1996	16	26	55,8	1227	443
	НК-16СТМЭ	2013	18	16	83	977	411
ПАО «УМПО»	АЛ-31СТЭ	2001	18	18,1	66	1133	515
ОАО «Турбоатом»	ГТЭ-45-3М	1990	58	8,33	300,3	880	450
	ГТЭ-45-3М2	1990	64,3	8,49	300,3	925	475
	ГТЭ-115	1999	119	12,3	400,6	1170	522

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Номинальная мощность, МВт	Степень повышения давления	Расход выхлопных газов, кг/с	Температура на входе в турбину, °С	Температура на выходе из турбины, °С
ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин»	SGT5-2000E	1981	187	12,8	558	1100	536
	SGT5-4000F	1995	329	20,1	724	1326	599
Alstom Power (с 01.02.2016г газотурбинный бизнес Alstom Power в России перешел во владение компании GE Energy)	GT8C	1994	52,8	15,7	182	1155	517
	GT8C2	1998	56,3	17,6	200	1100	508
	GT-13D	1980	97,7	11,9	394	1041	490
	GT-13D3A	1980	92	12,4	317	990	500
	GT11N2	1994	113,6	16	400	1085	525
	GT13E2 (2005)	1993	179,9	16,5	564	1102	510
	GT13E2 (2012)	2012	202,7	18,2	624	1102	501
	GT24	2010	235	35,4	505	1237	597
	GT26 (2007)	1994	288,3	33,9	650	1237	616
GT26 (2013)	2013	345	35	715	1237	693	
Ansaldo Energia	AE64.3A	1996	75	16,7	216	1190	574
	AE94.2A	1981	170	11,5	535	1075	552
	AE94.3A	1995	294	18,2	702	1250	580
GE Energy	MS5001	1987	27,2	10,6	125,2	957	482
	LM2500+G4	2005	36,2	24,4	96,6	1070	506
	LM6000PF Sprint	2009	48	32,1	133,2	1100	449
	MS6001B	1978	42,4	12,5	148,1	1140	546
	MS6001FA	1993	70,1	15	202	1288	597
	MS6111FA	2003	77,6	15,7	213	1288	600
	MS7001EA	1984	86,9	12,8	302,3	1112	535
	MS9001E	1976	126,6	12,7	421	1097	540
	PG9171E	1987	128,2	12,9	416	1127	544
	PG9231E	1994	169,2	14,2	508	1157	558
	MS7001FA	1994	185	16,2	450	1247	605
	MS9001FA	1996	261,3	16,7	665	1247	600
	MS9001FB	2002	298,2	18,4	667	1300	642
MS9001H	2003	285	23	685	1417	610	

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Номинальная мощность, МВт	Степень повышения давления	Расход выхлопных газов, кг/с	Температура на входе в турбину, °С	Температура на выходе из турбины, °С
MHPS (Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd)	H-25(28)	1988	28,13	14,2	90	1300	552
	H-25(32)	2003	32,3	15,4	96	1300	561
	H-25(35)	2008	37,69	17,7	112	1300	556
	H-25(42)	2014	42,03	17,5	111	1300	556
	H-50	2015	57,45	19,5	151	1300	564
	H-100(100) 50 Гц	2010	99,05	18,2	292	1300	534
	H-100(110) 50 Гц	2013	112,44	19,3	308	1300	538
	M501DA	1980	113,95	14	354	1200	543
	M701DA	1981	144,09	14	453	1200	542
	M501F3	1989	185,4	16	468	1400	613
	M501G1	1997	267,5	20	612	1500	601
	M501GAC	2011	276	20	612	1500	617
	M501JAC	2015	310	23	620	1500	613
	M701F4	1992	324,3	18	729	1400	592
	M501J	2011	327	23	620	1600	636
	M701G2	1997	334	21	755	1500	587
	M701F5	1992	359	21	730	1500	611
	M701JAC	2015	445	23	893	1500	615
M701J	2014	470	23	893	1600	638	
Siemens Energy	SGT-100 (5,4МВт)	1998	5,4	15,6	20,9	1119	541
	SGT-300	1995	7,9	13,7	30,2	1139	542
	SGT-400 (13МВт)	1999	12,9	16,8	39,4	1260	555
	SGT-400 (15МВт)	2010	14,3	18,9	44	1260	540
	SGT-600	1981	24,5	14	81,3	1115	543
	SGT-700	1999	32,8	18,7	95	1144	533
	SGT-750	2010	39,8	24,3	115,4	1144	468
	SGT-800 (54МВт)	2007	54	21,6	135,5	1180	563
	SGT-800 (57МВт)	2012	57	22	136,6	1180	565
	SGT-1000F (V64.3A)	-	67,7	15,8	191	1190	537
	SGT5-2000E	-	187	12,8	558	1100	536
	SGT5-4000F	-	329	20,1	724	1326	599
	SGT5-8000H	2008	450	21	935	1501	630
	SGT5-9000HL	-	593	24	1050	1670	670

Приложение 3 – Технические характеристики одно и двухконтурных котлов-утилизаторов для ПГУ

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Температура газов после ГТУ/дожигающего устройства, °С	Расход выхлопных газов, кг/с	Выходные параметры пара по контуру высокого (низкого) давлений			Давление в деаэраторе, МПа	Температура уходящих из КУ газов, °С
					Давление на выходе, МПа	Температура на выходе, °С	Паропроизводительность, т/ч		
ОАО ТКЗ «Красный котельщик», ОАО «ЭМАльянс»	Е-38,8/8,9-5,5/0,6-500/230	-	510	89,6	5,5 (0,6)	500 (230)	33,8 (8,9)	0,12	110
	Е-57,5/12-7,4/0,6-520/280	-	544	131,5	7,4 (0,6)	520 (280)	57,5 (12)	0,12	110
	Е-59/15-6,9/0,7-525/209	-	449/570	133,2	6,9 (0,7)	525 (209)	59	0,12	110
	ТКУ-6(К-42/1,4-310-457)	1998	457	102,7	1,4	280	42	0,027	100
	ТГЕ-435А/ПГУ (Е-500-13,8-560ГН)	-	574/700	213	13,8	560	500	0,12	110
	КУП-110/15-8/0,7-540/200	-	603/700	216	8,0 (0,7)	540 (200)	110 (15)	0,12	110
	Е-236/41-9,2/1,4-512/297	-	537/700	509	9,14 (1,4)	512 (298)	236 (41)	0,12	110
	Е-230/56-7,6/0,6-516/207	-	537	509	7,6 (0,6)	516 (207)	230 (56)	0,12	110
ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск», АО ИК «ЗИОМАР»	П-103	2004	518	91	5,5 (0,58)	487 (212)	39 (8)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	100
	П-120	2009	447/500	96	4	440	40	0,12	100
	П-110	2007	483	125	3,5	300	56	0,02	100
	П-108	2009	544	131	7,4 (0,7)	525 (208)	58 (12)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	100
	П-131	2009	552	141	7,4 (0,7)	525 (208)	58 (12)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	105
	П-111	2009	555	184	13,9	535	86	0,12	100
	П-88	2006	517	362	7,3	480	154		100

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Температура газов после ГТУ/дожигающего устройство, °С	Расход выхлопных газов, кг/с	Выходные параметры пара по контуру высокого (низкого) давлений			Давление в деаэраторе, МПа	Температура уходящих из КУ газов, °С
					Давление на выходе, МПа	Температура на выходе, °С	Паропроизводительность, т/ч		
					(0,7)	(227)	(39)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	
	П-83	-	522	400	8,0 (0,7)	470 (200)	170 (42)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	100
	П-142	2013	542	417,4	7,49 (0,72)	515 (228)	186,8 (39,9)	0,6	99
	П-137	2011	544	495	9,5 (0,77)	509 (217)	223 (52)	0,7	101
	П-116	2008	537	509	7,7 (0,58)	509 (206)	224 (51)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	102
	П-107	2008	537	509	7,7 (0,58)	509 (206)	224 (51)		102
	П-100	2009	537	509	7,3 (0,62)	515 (205)	225 (55)	0,6	102
	П-87	1995	537	509	8,6 (0,7)	498 (232)	251 (79)	0,65	102
ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск», АО ИК «ЗИОМАР»	П-96	2003	537	509	8,4 (0,7)	510 (280)	229 (54,4)	0,65	106
	П-134	2011	537	509	7,15 (0,53)	508 (207)	224 (57)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	102
	П-144	2016	536	524	7,8 (0,79)	503 (217)	232 (47)	0,75	99
	П-90	2000	537	531	8,2 (0,7)	515 (200)	242 (56)	0,65	102
	П-91	2005	537	531	1,5	300	310	0,12	100

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Температура газов после ГТУ/дожигающего устройства, °С	Расход выхлопных газов, кг/с	Выходные параметры пара по контуру высокого (низкого) давлений			Давление в деаэраторе, МПа	Температура уходящих из КУ газов, °С	
					Давление на выходе, МПа	Температура на выходе, °С	Паропроизводительность, т/ч			
АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО»)	Пр-41,5/7,8-5,41/0,61-493/213 (ПК-58)	2008	518	91	5,41 (0,61)	493 (213)	41,5 (7,8)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	107	
	Пр-75-4,0-440Д (ПК-60)	2009	449/595	133	4	440	75		0,12	79
	ПК-93	2013	444	151,5	4,6 (0,6)	440 (223)	69,6 (20,7)	0,12	79	
	Е-116/16,2-8,2/0,7-535/218 (ПК-64)	2012	600	211	8,2 (0,7)	535 (218)	116 (16,2)	0,65	83	
	Е-99,5/13,5-7,61/0,59-545/210 (ПК-56)	2009	574	213	7,65 (0,57)	543 (211)	98,9 (14,9)	Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	91	
АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО»)	Пр-100/14,8-9,3/0,75-535/245 (ПК-55)	2010	574	213	9,3 (0,8)	535 (245)	100 (14,8)		Деаэратор совмещен с барабаном низкого давления	94
	Е-99,6/14,5-7,71/0,55-545/212 (ПК-69)	2011	574	213	7,71 (0,55)	545 (212)	99,6 (14,5)			109
	Е-148/35-6,7/0,6-493/229 (ПК-53)	2008	517	362	6,79 (0,69)	494 (229)	148 (35)			105
	Пр-230/56,3-7,61/0,65-527/207 (ПК-54)	2009	537	518	7,61 (0,65)	527 (207)	230 (56,3)	0,6	100	
	Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 (ПК-57)	2009	537	518	7,86 (0,62)	517 (228)	228 (48)	0,6	90	

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Температура газов после ГТУ/дожигающего устройства, °С	Расход выхлопных газов, кг/с	Выходные параметры пара по контуру высокого (низкого) давлений			Давление в деаэраторе, МПа	Температура уходящих из КУ газов, °С
					Давление на выходе, МПа	Температура на выходе, °С	Паропроизводительность, т/ч		
	Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 (ПК-59)	2010	537	518	7,73 (0,66)	517 (230)	228 (46)	0,6	92
	Е-232/45-7,75/0,5-510/226 (ПК-63)	2010	537	518	7,85 (0,6)	510 (226)	232,6 (45,7)	0,54	105
	Пр-230/55-8,4/0,7-505/207 (ПК-74)	2012	537	518	8,4 (0,7)	505 (207)	230 (55)	0,65	91
	Е-222,8/60,3-7,8/0,6-488/241 (ПК-70)	2010	510	564	7,8 (0,6)	488 (241)	233 (60)	0,54	100
АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО»)	Е-293/40,2-14/1,5-560/294Д (ПК-85)	2012	510	564	14 (1,5)	560 (294)	293 (40,2)	0,12	100
	Е-208/50,1-7,5/1,2-467/274 (ПК-86)	2014	510	564	7,5 (1,2)	467 (274)	208 (50,1)	0,12	100
	Е-204/48,6-7,4/1,2-467/274 (ПК-87)	2014	510	564	7,4 (1,2)	467 (274)	204 (48,6)	0,12	100
ООО «Энергомаш-БЗЭМ»	КГТ-20/1,3-300	2001	416	48	1,3	300	20	0,12	100
	КУВ-17	2003	467	56	4	440	20	0,03	110
	КГТ-45/6,7-450-15/0,9-270	2009	455	127	6,7 (0,9)	450 (270)	45 (15)	0,02	95
	КГТ-44/4,6-435-13/0,5-210	2009	449	135,5	4,6 (0,5)	435 (210)	44 (13)	0,02	95
	КГТ-119/10-510-18/0,8-210	2011	603	212	10 (0,8)	510 (210)	119 (18)	0,12	95

Технические характеристики трехконтурных котлов-утилизаторов для ПГУ

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Температура газов после ГТУ/дожигающего устройства, °С	Расход выхлопных газов, кг/с	Выходные параметры пара по контуру высокого (среднего) и (низкого) давлений			Давление в деаэраторе, МПа	Температура уходящих из КУ газов, °С
					Давление на выходе, МПа	Температура на выходе, °С	Паропроизводительность, т/ч		
ОАО ТКЗ «Красный котельщик», ОАО «ЭМАльянс»	Е-265/297/52-12,5/2,9/0,4-554/555/266	-	580	688,6	12,5 (2,9) (0,4)	554 (555) (266)	265 (297) (52)	0,12	110
	Еп-307/350/4713/4/0,7565/560/247	-	592	712	13 (4) (0,7)	565 (560) (247)	307 (350) (47)	0,12	110
ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск», АО ИК «ЗИОМАР»	П-133	2009	616	650	13,9 (3,2) (0,47)	567 (363) (284)	242 (56) (30,9)	0,12	88
	П-143	2013	601	657,7	11 (2,2) (0,39)	566 (565) (301)	277 (44,1) (44,1)	0,12	100
	П-132	2011	577	692	15 (3,6) (0,45)	450 (342) (265)	255 (58) (29)	0,12	100
	П-146	2016	590	700,8	13,8 (3,25) (0,525)	566 (568) (244)	288,6 (57,1) (42)	0,12	102
	П-140	2013	560,3	702,6	11,9 (2,9) (0,34)	544 (542) (234)	260 (62) (42)	0,12	89

Котел утилизатор **КГТ-20/1,3-300** предназначен для получения перегретого пара за счет тепла горячих выхлопных газов газовой турбины. Котел-утилизатор вертикальный, газоплотный, с собственным несущим каркасом. Поверхности нагрева КУ выполнены в виде блоков из труб с наружным поперечным оребрением. По ходу газов последовательно расположены: пароперегреватель, испарители первой и второй ступеней, экономайзер, шумоглушитель и дымовая труба. Максимально допустимая температура выхлопных газов на входе в КУ 500°C.

Котлы-утилизаторы **КГТ-45/6,7-450-15/0,9-270**, **КГТ-44/4,6-435-13/0,5-210**, **КГТ-119/10-510-18/0,8-210** двухконтурные, без промперегрева, с газовым подогревателем конденсата, горизонтального профиля, однокорпусные, с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений. Поверхности нагрева КУ выполнены в виде вертикальных блоков из труб с наружным просечным и сплошным спирально-ленточным оребрением. По ходу газов последовательно расположены пароперегреватель, испаритель и экономайзер контура высокого давления, пароперегреватель и испаритель контура низкого давления, газовый подогреватель конденсата. Изменение нагрузки КУ достигается изменением расхода топлива и воздуха в ГТУ. При этом изменяется расход и температура газов на входе в КУ. КУ работает на скользящих параметрах пара высокого и низкого давления, которые определяются расходом и температурой газов, поступающих в КУ от ГТУ, и паровой турбиной.

Котлы утилизаторы **КУВ-17** и **П-120 (Пр-40-3,9-440)** предназначены для получения перегретого пара за счет тепла горячих выхлопных газов газовой турбины. Котлы-утилизаторы барабанного типа с многократной принудительной циркуляцией в испарительном контуре, с дожигającym устройством, с газовым подогревателем конденсата, однокорпусные, вертикального профиля, с горизонтальным расположением труб поверхностей нагрева, подвесные, газоплотные, с наружной теплозвукоизоляцией, с нижним подводом и верхним отводом дымовых газов. В вертикальном газоходе котлов по ходу газов расположены следующие поверхности нагрева: пароперегреватель, испаритель, водяной экономайзер и газовый подогреватель конденсата.

Котел утилизатор **ПК-58** открытой компоновки, двухконтурный с принудительной циркуляцией в испарительных контурах, с газовым подогревателем конденсата и барабаном низкого давления, совмещенным с деаэратором. КУ вертикального профиля, подвесной. КУ работает на скользящих параметрах пара ВД и НД.

Барабанный котел утилизатор **Пр-75-4,0-440Д (ПК-60)** предназначен для работы в составе ПГУ. Котел-утилизатор вырабатывает пар среднего давления и горячую воду. КУ выполнен однокорпусным вертикального профиля, газоплотным. Для повышения паропроизводительности котел оснащен

дожигаются горелками. Пароводяной тракт КУ состоит из экономайзера, испарителя и пароперегревателя. На «хвосте» КУ расположен газовый подогреватель сетевой воды. По ходу газов расположены поверхности нагрева: пароперегреватель, испаритель, экономайзер, газовый подогреватель сетевой воды.

Котел утилизатор **П-108 (Пр-58/12-7,4/0,7-526/200)** газоплотный, без промперегрева, с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давления, вертикального профиля, подвесной, с горизонтальным расположением труб поверхностей нагрева, предназначен для получения пара двух давлений. КУ включает поверхности нагрева контуров высокого и низкого давлений и газовый подогреватель конденсата. КУ работает на скользящих параметрах пара высокого давления (ВД) и низкого давления (НД), определяемых расходом и температурой газов, поступающих в КУ от ГТУ, и паровой турбиной. Регулирование давления в КУ не требуется. Регулирование температуры пара высокого давления обеспечивается впрыскивающим парохладителем, установленным между 1-й и 2-й ступенями пароперегревателя ВД. Барабан низкого давления совмещен с деаэрационным устройством, что позволяет исключить из состава ПГУ стационарный деаэрактор и питательные насосы низкого давления. Выходные газы от котла отводятся в дымовую трубу высотой 70 м. На выходе из КУ установлена электроприводная дождевая заслонка, используемая также (путем ее закрытия) для поддержания котла в горячем резерве при останове. Для снижения уровня звуковой мощности, излучаемого из устья дымовой трубы, имеется трехступенчатый шумоглушитель. Максимальная температура газов на входе в КУ не должна превышать 600 °С.

Котел-утилизатор **П-88** предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ. Котел-утилизатор горизонтального профиля, двухбарабанный, с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений, газоплотный, с собственным несущим каркасом. Поверхности нагрева КУ выполнены в виде вертикальных блоков из труб с наружным поперечным оребрением. По ходу газов последовательно расположены: пароперегреватель, испаритель и водяной экономайзер высокого давления; пароперегреватель, испаритель низкого давления, а также газовый подогреватель конденсата. В выходной части газохода расположен электрифицированный отсечной клапан для поддержания КУ в горячем состоянии при останове. За отсечным клапаном расположен двухступенчатый шумоглушитель. Отработавшие в КУ продукты сгорания ГТУ удаляются в атмосферу через дымовую трубу, высотой 120 м (на каждый КУ своя дымовая труба). Максимальная температура газов на входе в КУ не должна превышать 580 °С.

Котлы-утилизаторы **П-90, П-96, П-100 и П-107** предназначены для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ. Котлы-утилизаторы выполнены однокорпусными, вертикального профиля, с принудительной циркуляцией среды в испарительных контурах высокого и низкого давлений, в газоплотном исполнении. Пароводяной тракт состоит из отдельных контуров высокого и низкого давлений. Контур высокого давления включает: пароперегреватель, испаритель и водяной экономайзер. Контур низкого давления – пароперегреватель и испаритель. Для снижения температуры уходящих газов на котле установлен газовый подогреватель конденсата. Регулирование температуры и давления пара в котлоагрегатах не предусматривается, так как они должны работать при скользящих параметрах пара, определяемых температурой и расходом газов, поступающих в котлы-утилизаторы от ГТУ, и паровой турбиной.

Котел-утилизатор **П-116** предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ. Котел-утилизатор барабанный с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давления, однокорпусной вертикального профиля. Поверхности нагрева котла-утилизатора выполнены из труб с наружным просечным спирально-ленточным оребрением. Поверхность нагрева пароперегревателя НД выполнена из гладких труб. Расположение труб поверхностей нагрева КУ – горизонтальное. По ходу газов последовательно расположены: пароперегреватель, испаритель и водяной экономайзер высокого давления; пароперегреватель, испаритель низкого давления, а также газовый подогреватель конденсата. Отработавшие в КУ продукты сгорания ГТУ удаляются в атмосферу через дымовую трубу, высотой 120 м (на каждый КУ своя дымовая труба). Максимальная температура газов на входе в КУ – 580 °С.

Котлы-утилизаторы **Е-99,5/13,5-7,61/0,59-545/210 (ПК-56), Е-116/16,2-8,2/0,7-535/218 (ПК-64), Е-99,6/14,5-7,71/0,55-545/212 (ПК-69), Е-148/35-6,7/0,6-493/229 (ПК-53), Е-232/45-7,75/0,5-510/226 (ПК-63), Е-222,8/60,3-7,8/0,6-488/241 (ПК-70), Е-204/48,6-7,4/1,2-467/274 (ПК-87), Е-208/50,1-7,5/1,2-467/274 (ПК-86)** предназначены для выработки пара двух давлений и горячей воды при работе в составе ПГУ. КУ выполняются двух давлений без промперегрева барабанного типа с естественной циркуляцией среды в испарительных контурах высокого и низкого давлений, горизонтального профиля, с вертикальным расположением труб поверхностей нагрева. По ходу газов в КУ последовательно располагаются: пароперегреватель, испаритель и водяной экономайзер высокого давления; пароперегреватель, испаритель низкого давления, а также газовый подогреватель конденсата. Водоводяной теплообменник, установленный на линии рециркуляции контура ГПК, обеспечивает более глубокое охлаждение дымовых газов. Котлы работают при скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов, поступающих из ГТУ и паровой

турбиной. Регулирование давления не требуется. Регулирование температуры пара высокого давления осуществляется впрыскивающим пароохладителем.

Котел-утилизатор **Пр-100/14,8-9,3/0,75-535/245 (ПК-55)** предназначен для утилизации теплоты, содержащейся в выхлопных газах газовой турбины и выработки пара двух давлений. Котёл-утилизатор двухконтурный, без промперегрева, с газовым подогревателем конденсата (ГПК) и встроенным в барабан низкого давления деаэрационным устройством. Котёл с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений, однокорпусный, вертикального профиля.

Котел-утилизатор **ПК-59 (Пр-228/47-7,86/0,62-515/230)** предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ. Котел-утилизатор вертикального профиля, двухбарабанный, с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давления, газоплотный, с собственным несущим каркасом. КУ предназначен для установки в закрытом помещении. Поверхности нагрева выполнены из труб с наружным поперечным оребрением. По ходу газов последовательно расположены: пароперегреватель ВД, испаритель ВД, водяной экономайзер ВД, пароперегреватель НД, испаритель НД, газовый подогреватель конденсата паровой турбины. За поверхностями нагрева расположен двухступенчатый шумоглушитель. В выходной части газохода расположен электрифицированный отсечной клапан для поддержания КУ в горячем состоянии при останове. Отработавшие в котле-утилизаторе продукты сгорания удаляются в атмосферу через общую для двух котлов-утилизаторов дымовую трубу высотой 125 м. Максимально допустимая температура газов на входе в КУ - 580 °С.

Котлы-утилизаторы **Пр-230/56,3-7,61/0,65-527/207 (ПК-54)**, **Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 (ПК-57)**, **Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 (ПК-59)**, **Пр-230/55-8,4/0,7-505/207 (ПК-74)** предназначены для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ. Котлы-утилизаторы вертикального профиля, двухбарабанные, с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давления, газоплотный, с собственным несущим каркасом. По ходу газов последовательно расположены: пароперегреватель ВД, испаритель ВД, водяной экономайзер ВД, пароперегреватель НД, испаритель НД, газовый подогреватель конденсата паровой турбины.

Котел-утилизатор **П-131 (Е-71/13-5,6/0,5-496/217)**, предназначенный для выработки пара двух давлений и горячей воды при работе в составе ПГУ. КУ барабанный с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений, однокорпусный, горизонтального профиля, подвесной, имеет барабан низкого давления совмещенный с деаэратором. КУ выполнен

газоплотным. Пароводяной тракт состоит из двух контуров: контура высокого и контура низкого давлений. На котле установлен газовый подогреватель конденсата, после которого конденсат поступает в деаэратор, встроенный в барабан НД. Поверхности нагрева КУ выполнены из труб с наружным просечным спирально-ленточным оребрением. Расположение труб поверхностей нагрева – вертикальное. Регулирование давления и температуры пара в КУ не предусматривается, так как он работает при скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов, поступающих в КУ после ГТУ и характеристиками паровой турбины.

Котлы-утилизаторы **П-132, П-133, П-140, П-143, П-146** трех давлений с промперегревом после контура ВД, с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого, среднего и низкого давлений, горизонтального профиля с вертикальным расположением поверхностей нагрева. Котлы включают поверхности нагрева контуров высокого, среднего и низкого давлений, промперегрева и газового подогрева конденсата. Поверхности нагрева выполнены с просечным спирально-ленточным оребрением. Промперегреватель расположен между ППВД и ИВД, туда подается пар из ЦВД паровой турбины и ППСД. КУ допускают работу на скользящих параметрах высокого, среднего и низкого давлений, определяемых расходом и температурой газов, поступающих в КУ от ГТУ, и паровой турбиной. Регулирование давления в КУ не требуется. Регулирование температуры пара в эксплуатационных режимах обеспечивается впрыскивающим пароохладителем, установленным в разрыв пароперегревателя высокого давления. Дымовые газы от котла отводятся в дымовую трубу высотой 80 м (1 труба на 1 котел). В газоходе между котлом и дымовой трубой расположен отсечной клапан для поддержания котла в горячем состоянии. Для снижения уровня звуковой мощности на выходе из КУ расположен шумоглушитель. В комплекте с КУ поставляется водо-водяной теплообменник (ВВТО) пластинчатого типа для подогрева сетевой воды 71/130°C.

Котел-утилизатор **Е-265/297/52-12,5/2,9/0,4-554/555/266, Еп-307/350/47-13/4/0,7-565/560/247** барабанный, горизонтального профиля с вертикальным расположением труб поверхностей нагрева, газоплотный, с естественной циркуляцией, с собственным несущим каркасом, предназначен для получения перегретого пара трех давлений: высокого (ВД), среднего (СД), низкого (НД) и подогрева конденсата за счет использования тепла горячих выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ). Котлы включают поверхности нагрева контуров высокого, среднего и низкого давлений, промперегрева и газового подогрева конденсата. Поверхности нагрева выполнены с просечным спирально-ленточным оребрением. Промперегреватель расположен между ППВД и ИВД, туда подается пар из ЦВД паровой турбины и ППСД. КУ допускают работу на скользящих параметрах высокого, среднего и низкого давлений, определяемых расходом и температурой газов, поступающих в КУ от ГТУ, и паровой турбиной.

Котлы-утилизаторы **П-103, П-120, П-137, П-134, П-144, П-91** вертикального типа с принудительной циркуляцией в испарительных контурах, одно- и двухконтурные. Предназначены для выработки перегретого пара одного и двух давлений за счет утилизации тепла выхлопных продуктов сгорания после газовой турбины. Котлы-утилизаторы выпускаются в широком спектре типоразмеров, могут работать с автономным деаэратором или встроенной в барабан низкого давления деаэрационной головкой или деаэрационной колонкой. Контур газового подогревателя конденсата (линия рециркуляции) может включать в себя водо-водяной теплообменник для подогрева сетевой воды или иметь отдельный контур газового подогревателя сетевой воды. Для получения более высоких параметров по производительности и температуре пара котлы-утилизаторы могут работать в комбинированном режиме (утилизация тепла выхлопных газов и дополнительного сжигания природного газа в дожигающем устройстве с использованием имеющегося в выхлопных газах избытка воздуха в качестве окислителя). Котлы-утилизаторы могут быть оснащены байпасной системой (с отдельной байпасной дымовой трубой или совмещенной дымовой трубой) для работы ГТУ с остановленным котлом.

Котел-утилизатор **П-142** горизонтального типа с естественной циркуляцией в испарительных контурах, двухконтурный. Предназначен для выработки перегретого пара двух давлений за счет утилизации тепла выхлопных продуктов сгорания после газовой турбины. Котел-утилизатор может работать с автономным деаэратором или встроенной в барабан низкого давления деаэрационной головкой или деаэрационной колонкой. Контур газового подогревателя конденсата может включать в себя водо-водяной теплообменник для подогрева сетевой воды или иметь отдельный контур газового подогревателя сетевой воды.

Приложение 4 – Технические характеристики паровых турбин для ПГУ

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Максимальная (на конденсационном режиме) / номинальная мощность, МВт	Входные параметры пара по контурам высокого и (низкого) давлений			Количество цилиндров давления
				Расход пара на ном/макс режиме, т/ч	Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	
ОАО «Калужский турбинный завод»	П-6-1,2/0,5	-	6,6/6	34,3/49,2	1,1-1,4	270	1
	К-6-1,6	-	-/6	33,1	0,6-1,57	320	1
	К-7,5-6,4	-	-/7,5	31,1	6,1-6,4	480	1
	К-12-4,2	-	13,2/12	53,1	3,9-4,2	435	1
	Т-14/23-5,5/0,18	2010	23,8/14,7	88 ВД (26) НД	4,5 ВД (0,42) НД	430 ВД (208) НД	2
	К-17-1,5П-1	-	-/17,2	73,8	1,45	432	1
	К-20-6,1Т	-	22/20	82,6	5,8-6,4	480	1
	К-27-29	2014	-/27	112,3	2,7-3,1	400	1
ЛМЗ (ПАО «Силовые машины»)	К-80-7,0	-	-/80	224 ВД (53) НД	6,92 ВД (0,6) НД	505 ВД (205) НД	2
	К-110-6,5	-	115/105,8	297,5 ВД (71,5) НД	6,8 ВД (0,65) НД	493 ВД (242) НД	2
	Т-125-150/7,4	-	154/125	460,2 ВД (110,4) НД	7,33 ВД (0,526) НД	500 ВД (204) НД	2
	К-130-12,8	-	140,3	288,6 ВД (317,1) СД (40,3) НД	13,4 ВД (13,1) СД (0,5) НД	563,9 ВД (566,3) СД (241,8) НД	3
	К-150-7,7	1996	150/160	525 ВД (120) НД	7,6 ВД (0,62) НД	510 ВД (195) НД	2
	К-160-7,5	-	-/162	458 ВД (92) НД	7,31 ВД (0,552) НД	504 ВД (225,5) НД	2
	К-300-240-1	1980	-/253	516 ВД (615,7) СД (64,4) НД	14 ВД (3,2) СД (0,42) НД	534 ВД (534) СД (262) НД	3
	К-180-8,0	-	183/180	524 ВД (140) НД	7,95 ВД (0,64) НД	493 ВД (229) НД	2
АО «Уральский турбинный завод»	Тп-35/40-8,8	2012	40/35	150 ВД (51) НД	8,8 ВД (0,6) НД	500 ВД (210) НД	1
	Т-40/50-8,8	2012	49,6/40	165 ВД	8,8 ВД	550 ВД	1

Производитель	Модель	Год начала серийного производства	Максимальная (на конденсационном режиме) / номинальная мощность, МВт	Входные параметры пара по контурам высокого и (низкого) давлений			Количество цилиндров давления
				Расход пара на ном/макс режиме, т/ч	Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	
				(15,6) НД	(0,71) НД	(208) НД	
	T-40-7,5	-	41,3/30	128 ВД (24,4) НД	7,5 ВД (0,9) НД	519 ВД (212) НД	1
	КТ-46-8,8	2012	50/46	160 ВД (15,6) НД	8,8 ВД (0,7) НД	550 ВД (208) НД	1
	КТ-63-7,7	2013	65/48	208 ВД (40,7) НД	7,29 ВД (1,13) НД	475,4 ВД (274) НД	1
	T-53/67-8,0	2008	67/53	212,5 ВД (57,2) НД	7,7 ВД (0,7) НД	488 ВД (208) НД	2
	T-63/76-8,8	2012	76/63	237 ВД (35) НД	8,85 ВД (1,4) НД	517,9 ВД (296) НД	1
	КТ-74-6,8	-	74/74	224,8 ВД (52,4) НД	6,8 ВД (0,6) НД	505 ВД (204,7) НД	1
	К-80-7,5	-	80/80	231 ВД (55) НД	7,5 ВД (0,61) НД	516 ВД (217) НД	2
	К-100-6,8	-	101,8/101,8	308,6 ВД (78) НД	6,8 ВД (0,65) НД	500 ВД (225) НД	2
	T-113/145-12,4	2008	145,7/113	316,7 ВД (63,7) СД (50,2) НД	12,35 ВД (3,0) СД (0,475) НД	557,6 ВД (551) СД (257) НД	3
	К-150-7,6	-	150	454 ВД (100) НД	7,6 ВД (0,62) НД	513 ВД (189) НД	2
	К-160-7,6	-	160	481 ВД (106) НД	7,6 ВД (0,62) НД	513 ВД (189) НД	2
	К-170-7,6	-	170	513 ВД (112) НД	7,6 ВД (0,62) НД	513 ВД (189) НД	2
Siemens Energy	SST PAG 300	-	25	79 ВД (15,8) НД	5,2 ВД (0,46) НД	484 ВД (210) НД	1
	SST 400	-	38/25	122,8 ВД (25,9) НД	7,0 ВД (0,63) НД	497 ВД (215) НД	1
	SST 700	-	30	117,6 ВД (27,6) НД	7,95 ВД (0,65) НД	506 ВД (214) НД	2

Учебное издание

**Барановский Владимир Владимирович
Короткова Татьяна Юрьевна
Тененик Наталия Сергеевна**

**Парогазовые энергетические установки
в производстве электрической и тепловой энергии**

**Расчет тепловой схемы утилизационной парогазовой тепловой
электростанции**

Учебно-методическое пособие

Редактор и корректор А. А. Чернышева
Техн. редактор Д. А. Романова

Учебное электронное издание сетевого распространения

Системные требования:
электронное устройство с программным обеспечением
для воспроизведения файлов формата PDF

Режим доступа: http://publish.sutd.ru/tp_get_file.php?id=202016, по паролю.
- Загл. с экрана.

Дата подписания к использованию 20.09.2022 г. Рег. № 5123/22

Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД
198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.