

УДК 621.438

**В.М. КОВЕЦКИЙ** (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев), **Ю.Ю. КОВЕЦКАЯ** (Институт технической теплофизики НАН Украины, Киев)

## ГАЗОТУРБИННЫЕ ДВИГАТЕЛИ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ДОСТИЖЕНИЯ, ОСОБЕННОСТИ, ВОЗМОЖНОСТИ

Рассмотрены современные способы увеличения единичной мощности, энергетической и экологической эффективности конвертируемых авиационных и промышленных газотурбинных двигателей при их использовании в энергетике.

Значительный прогресс в газотурбинных двигателях (ГТД) достигнут за счет разработки новых жаропрочных материалов и покрытий, а также способов охлаждения горячих частей двигателей. Основным преимуществом применения конвертируемых авиадвигателей при создании газотурбинных установок является их высокая надежность, хорошие эксплуатационные параметры и широкий диапазон рабочих режимов. При использовании ГТД в энергетике основное внимание уделяется рабочему ресурсу. За последние десять лет в результате развития энергетических ГТД на базе авиадвигателей удалось значительно улучшить их характеристики по всем эксплуатационным параметрам. На рис. 1 показан рост температуры газа перед турбиной в авиационных и промышленных ГТД.

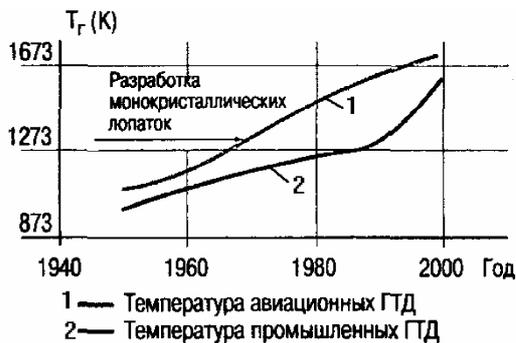


Рис. 1. Изменение температуры газа перед турбиной

Современные газотурбинные двигатели в составе ГТУ имеют КПД 40-45% благодаря большой степени повышения давления в компрессоре (30 для энергетических и 40 для авиационных) и высоким температурам газа перед турбиной (1260°C). При эксплуатации ГТУ возникает ряд проблем [1]:

- понижение мощности по мере роста температуры наружного воздуха более +15°C;
- короткий срок службы форсунок и лопаток (в среднем 15 тыс. часов);
- помпаж в компрессоре, возникающий при высокой степени сжатия из-за отложений на рабочих лопатках;
- чрезмерный износ торцов рабочих лопаток компрессора из-за малых радиальных зазоров между корпусом и лопатками;

– уменьшение проектной мощности из-за увеличения сопротивления на всасе компрессора по причине установки воздушных фильтров, загрязнения проточной части компрессора, роста давления на выхлопе газовой турбины при подключении котла-утилизатора;

– повышение рабочих температур перед газовой турбиной приводит к появлению характерных дефектов на кромках и в основании направляющих лопаток, а также к повышению оксидов азота в выхлопных газах.

Повышение температуры газа перед направляющими лопатками турбины требует совершенствования схемы их охлаждения и увеличения жаропрочности применяемых сплавов. На первых ступенях турбины применяется комплексная многолучевая петлевая охлаждающая система. Для охлаждения используется отобранный от компрессора и охлажденный сжатый воздух или пар котла-утилизатора.

Более прочные монокристаллические материалы сочетаются с устойчивым к окислению термобарьерным покрытием. Эти покрытия снижают температуру лопатки на 110°C. Монокристаллические лопатки обладают такими же прочностными свойствами при температуре на 55°C более высокой, чем равноосные, и на 30°C – чем лопатки с направленной кристаллизацией. Материалы, полученные методом направленной кристаллизации, применяются в лопатках второй и последующих ступеней с целью увеличения срока службы турбины.

Все современные ГТД имеют сухие малоэмиссионные камеры сгорания (КС). На рис. 2 показана динамика снижения эмиссии оксидов азота за последние 30 лет. Вновь разрабатываемые ГТУ рассчитываются на уровни эмиссии NO<sub>x</sub> ниже 9 ppm (18 мг/нм<sup>3</sup>). Впрыск пара был основным способом снижения NO<sub>x</sub> в 90-х годах прошлого века, когда «сухой» метод и каталитическая очистка дымовых газов находились на стадии разработки. Сегодня каталитические преобразователи получили широкое распространение, хотя стоимость их очень высока. Сухая малоэмиссионная КС требует точной настройки и контроля для обес-

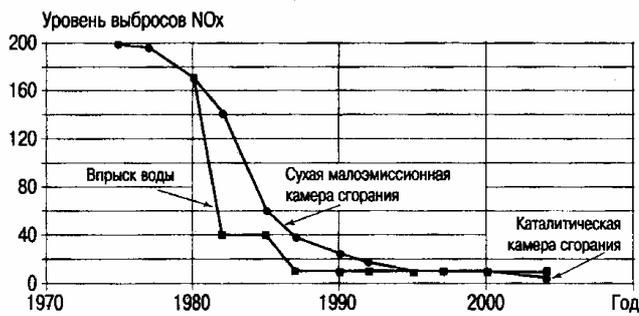


Рис. 2. Снижение выбросов оксидов азота в ppm

печения стабільної роботи з низьким рівнем емісії  $\text{NO}_x$  во всем діапазоні робочих режимів. Основні особливості такої КС – попереднє зміщення палива і повітря до поступлення в камеру згорання і обеднення суміші для зниження температури горіння і рівня емісії  $\text{NO}_x$ . Для управління первинним і вторинним потоком повітря в КС використовуються складні паливні форсунки.

Одночасно з рішенням вказаних проблем продовжується удосконалення конструкцій ГТД і ускладнення термодинамічного циклу. В удосконаленні конструкцій лідирують розробники авіадвигателів в зв'язі з необхідністю виконання жорстких вимог мінімального ваги, найбільшої економічності, потужності, маневренності і надійності. Конверсія їх в енергетику розповсюджується на електрогенеруючі установки потужністю до 50 МВт. Перехід на енергетичні ГТУ вимагає застосування силової турбіни з частотою обертання 3000 об/мин без проміжних редукторів; оптимізації експлуатаційних витрат; забезпечення прийнятної (не більше трьох років) строку окупності капітальних витрат і строку служби (в базовому режимі – 100 тис. ч, піковому – 5 тис. ч).

### Конвертирование авиационных ГТД

#### в энергетические для ГТУ малой мощности

Возможны простые и сложные термодинамические схемы использования ГТД в качестве приводов электрогенераторов. Простая термодинамическая схема ГТУ включает: многоступенчатый воздушный радиальный компрессор; камеру сгорания; многоступенчатую газовую турбину; электрогенератор.

При конверсии авиационного двигателя ПС-90ЭУ-16А в энергетическую ГТУ-16ПА (Пермский моторостроительный комплекс) была проведена оптимизация по мощности, КПД, конструкции и стоимости. Технические характеристики ГТУ-16 ПА приведены в табл. 1.

Таблица 1

| Наименование параметров                                    | 16 ПА | ГТ10С |
|--|-------|-------|
| Электрическая мощность, МВт                                | 16,8  | 29,06 |
| КПД, %   | 36,6  | 36    |
| Номинальная частота вращения ротора газогенератора, об/мин | 3000  | 9600  |
| Номинальная частота вращения силовой турбины, об/мин       | 3000  | 6500  |
| Степень повышения давления в компрессоре                   | 19,9  | 18    |
| Температура газов на входе в турбину, °С                   | 1221  | 1180  |
| Температура газа на выходе из турбины, °С                  | 478   | 538   |
| Расход рабочего тела через двигатель, кг/с                 | 56,4  | 91,0  |
| Эмиссия $\text{NO}_x$ , ppm                                | 50    | 15-19 |

В результате мощность увеличилась до 16,8 МВт, КПД – до 36,6% [2]. Максимальный КПД простого цикла в конверсионных ГТУ может достигать 42,8% в классе мощности 40-50 МВт. Например, ГТУ с LM6000 (GE Energy) мощностью 43 МВт имеет КПД 41,3%.

Недостатками простой схемы ГТУ являются:

- чувствительность термодинамического КПД ГТД к снижению номинальной мощности (3-4% (абс) при снижении мощности от 100 до 70%  $N_{\text{ном}}$ );
- увеличение расхода топлива при пуске и работе на малых нагрузках из-за низкого КПД.

Чувствительность термодинамического КПД связана как с конструкцией ГТУ, так и со способом изменения мощности агрегата. Расположение на одном валопроводе газовой турбины воздушного компрессора и электрогенератора при постоянном числе оборотов не позволяет изменять расход воздуха, подаваемого в камеры сгорания. Уменьшение мощности установки осуществляется за счет уменьшения расхода топлива, что при постоянном расходе воздуха, подаваемого в камеры сгорания, приводит к уменьшению температуры рабочей среды перед газовой турбиной из-за увеличения избытка воздуха и к одновременному снижению КПД. Для уменьшения влияния этих недостатков в простой схеме ГТУ выполнено разделение ГТД на два блока – газогенераторный и силовой. Примером такой схемы является энергетическая

газовая турбина ГТ-10С (Siemens Industrial), представленная на рис. 3.

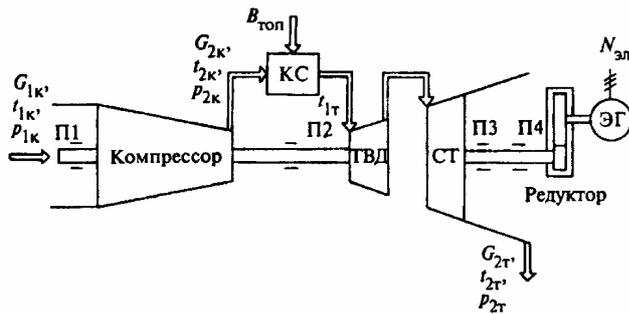


Рис. 3. Тепловая схема ГТ-10С

На рис. 3: КС – камера сгорания; П – подшипник; ТВД – турбина высокого давления; СТ – силовая турбина, ЭГ – электрогенератор. Газогенераторный блок включает воздушный компрессор, малоэмиссионную кольцевую камеру сгорания и приводную (связанную только с компрессором) двухступенчатую газовую турбину с системой охлаждения элементов проточной части. Осевой одиннадцатиступенчатый компрессор имеет две трансзвуковые ступени с регулирующими направляющими аппаратами на входе. После второй и шестой ступеней компрессора предусмотрены сброс и отбор воздуха через клапаны, открывающиеся во время пуска и при работе на малой нагрузке, а также при резком изменении нагрузки, для предотвращения помпажа.

Такая схема газогенераторного блока позволяет: оптимизировать максимальную скорость вращения воздушного компрессора для достижения наибольшего КПД; изменять производительность воздушного компрессора как путем изменения положения направляющих лопаток регулирующего аппарата на входе, так и путем изменения числа его оборотов. При этом обеспечивается расчетный избыток воздуха в камерах сгорания в зависимости от требуемой мощности ГТД, следовательно, и требуемое количество и температура газов перед силовой газовой турбиной.

Силовой блок включает свободную (связанную только с электрогенератором) двухступенчатую осевую газовую турбину с воздушной системой охлаждения проточной части и электрогенератор. Силовой и газогенераторный блоки связаны высокотемпературным газоходом. Передача крутящего момента от силовой турбины к электрогенератору осуществляется через редуктор с передаточным числом 4,33. Для запуска газогенератора используется электропривод с частотным регулированием числа оборотов мощностью 200 кВт. Основные

технические характеристики ГТ10С приведены в табл. 1 [3].

Усложнение простой схемы вызвано стремлением увеличить КПД ГТУ за счет регенеративного подогрева сжатого воздуха после компрессора перед подачей в кольцевые камеры сгорания, используя тепло выхлопных газов газовой турбины. В результате этого температура сжатого воздуха повышается, уменьшая соответственно расход топлива.

При использовании авиационных ГТД в электрогенерирующих установках эта термодинамическая схема не нашла применения из-за высокого давления воздуха за компрессором ( $\pi_k$  до 40) и необходимости развития поверхности теплообмена регенератора по воздуху, что приводит к росту металлоемкости, габаритов и стоимости ГТУ.

В двухвальных ГТУ можно осуществить более глубокое охлаждение уходящих газов, разместив газоздушный регенератор между ГТД высокого и низкого давлений. Это позволяет повысить КПД ГТУ на 2-3% (абс). Кроме того, благодаря снижению давления уходящих газов и нагреваемого воздуха возможно сокращение площади теплообменных поверхностей, размеров и металлоемкости регенератора.

Примером сложного газоздушного термодинамического цикла, состоящего из двух простых циклов, является проект ГТУ-27ПС ОАО «Авиадвигатель» [4]. Во внутреннем (основном) контуре осуществляется простой термодинамический цикл с камерой сгорания, в наружном (утилизационном) контуре используется сбросное тепло основного контура в газоздушном рекуператоре для работы утилизационной газовой турбины низкого давления. Конструктивно схема может быть выполнена в двух вариантах: двухвальная и одновальная (рис. 4). Основное преимущество двухвальной конструкции – возможность использования серийных газотурбинных двигателей для основного цикла. Недостатком является необходимость создания утилизационной ГТУ с регенеративным воздухоподогревателем и самостоятельными системами запуска и управления. Максимальная компактность установки и минимальное количество систем обеспечения достигается при одновальной конструкции.

Использование компрессора низкого давления в утилизационном контуре ( $\pi_k = 2,5-4$ ) позволяет обеспечить минимальную металлоемкость регенеративного подогревателя. Низкая температура газа перед рекуператором (480°C) позволяет

использовать дешевые жаропрочные стали, однако требует развития поверхности теплообмена по нагреваемому воздуху. КПД ГТУ-27ПС достигает 43,1% при номинальной мощности 27 МВт.

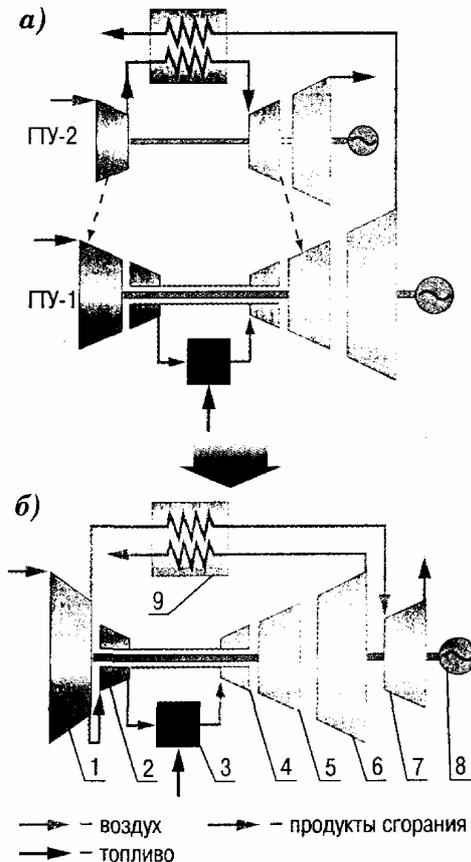


Рис. 4. Конструктивные схемы ГТУ-27ПС бинарного цикла: а – двухвальная; б – одновальная

На рис. 4: 1, 2 – компрессор низкого, высокого давления; 3 – камера сгорания; 4, 5 – турбина высокого, низкого давления; 6 – основная силовая (газовая) турбина; 7 – дополнительная (воздушная) силовая турбина; 8 – генератор; 9 – рекуператор.

В результате, сложный бинарный газоздушный термодинамический цикл, реализованный в ГТУ-27ПС, экономичнее простого для энергетических установок. Основные технические характеристики ГТУ-27ПС представлены в табл. 2.

### Энергетические ГТД для ГТУ средней и большой мощности

В настоящее время на вновь сооружаемых газомазутных энергетических ТЭЦ и ТЭС вместо паровых котлов до- и сверхкритических параметров пара считается целесообразным устанавливать парогазовые установки, комплектуемые энергетическими ГТД средней и большой элек-

Таблица 2

| Наименование параметров                               |      |
|---|------|
| Электрическая мощность, МВт                           | 27   |
| КПД, %  | 43,1 |
| Температура газа перед турбиной основного контура, °С | 1272 |
| Суммарная степень сжатия                              | 26   |
| Температура газа перед рекуператором, °С              | 480  |
| Температура газа на выхлопе (за рекуператором), °С    | 213  |
| Температура воздуха за рекуператором, °С              | 291  |
| Расход газа на выхлопе (внутренний контур), кг/с      | 74,5 |
| Расход воздуха на выхлопе (2-й контур), кг/с          | 66,0 |
| Частота вращения силовой турбины, об/мин:             |      |
| энергетический привод (привод электрогенератора)      | 3000 |
| механический привод (привод компрессора)              | 5000 |

трической мощности. Использование их в составе утилизационных ПГУ позволяет наиболее рационально сжигать дорогой природный газ и/или специально очищенное от соединений ванадия и серы жидкое топливо.

Наибольшего успеха в области изготовления энергетических ГТУ средней и большой мощности достигли машиностроительные фирмы: Siemens Westinghouse (до 286 МВт), Mitsubishi (до 334 МВт), Japan Gas Turbines (до 265 МВт), Hitachi (до 243 МВт), GE Energy (до 255 МВт), Alstom Power (до 265 МВт), АВВ (до 240 МВт), ОАО «Турбоатом» (до 135 МВт), ЛМЗ (до 178 МВт), НПО «Сатурн» (до 114 МВт), «Зоря»-«Машпроект» (до 114 МВт) [5]. Фирма «Машпроект» (Украина) разработала проект ГТУ-110, мощностью 114 МВт, однако по ряду причин изготавливаются эти ГТУ на НПО «Сатурн» (Россия). Опытные испытания второго образца ГТУ-110 проходят в настоящее время на Ивановской ТЭС (Россия).

Газотурбинный двигатель ГТД-110 одно-вальный, выполнен по простой термодинамической схеме. В состав двигателя входят: компрессор, камера сгорания, турбина. Воздушный компрессор пятнадцатиступенчатый, камера сгорания трубчато-кольцевая. В кольцевом пространстве, образованном кожухом КС и корпусом компрессора, расположены 20 жаровых труб. С целью снижения выбросов  $\text{NO}_x$  камера сгорания выполнена двухзонной. Нормативный срок службы – 100 тыс. ч непрерывной работы.

Основные технические данные ГТД-110 приведены в табл. 3.

ГТД V94.2 фирмы Siemens по конструктивной и термодинамической схемам аналогичен ГТД-110. Его технические характеристики приведены в табл. 3 [6]. Шестнадцатиступенчатый воздушный компрессор имеет поворотный входной направляющий аппарат (ВНА), обеспечивающий его устойчивую работу при пуске и малых нагрузках. Особенностью V94.2 являются две выносные вертикальные камеры сгорания с восемью комбинированными горелками в каждой. Работа камеры сгорания рассчитана на сжигание природного газа и жидкого топлива. До нагрузки 90 МВт горелки камеры сгорания работают в диффузионном режиме, далее осуществляется переход на смесительный режим с впрыском пара, обеспечивая концентрацию  $\text{NO}_x$  на выходе 20 ppm. Направляющие и рабочие лопатки первой и второй ступеней четырехступенчатой турбины охлаждаются воздухом, отбираемым из проточной части компрессора. Через 33 тыс. часов эксплуатации эти лопатки требуют замены, которая осуществляется на заводах фирмы Siemens.

ГТУ с ГТД V94.3А по КПД (39,5%) приближается к газомазутным энергоблокам со сверхкритическими параметрами пара (40%). Технические данные V94.3А приведены в табл. 3. Повышение экономичности ГТД достигнуто путем совершенствования проточной части компрессора, камер сгорания, системы охлаждения лопаток турбины. В компрессоре входной направляющий аппарат выполнен поворотным. Камеры лопатки и проточной части компрессора оптимизированы с учетом трехмерности течения в различных отсеках. Это позволило создать пятнадцатиступенчатый компрессор. Основным отличием этого газотурбинного двигателя от V94.2 является замена двух выносных камер сгорания кольцевой, расположенной внутри корпуса двигателя.

Применение компактной кольцевой камеры сгорания создает равномерное поле температур перед входом в газовую турбину. Такая конструкция КС позволила уменьшить поверхности, требующие охлаждения, и потребность воздуха для этого. В результате увеличилось количество воздуха, которое можно использовать для горения. С помощью новых горелок осуществляется низкотемпературное сжигание предварительно подготовленной смеси природного газа или жидкого топлива с воздухом, избыток которого близок к двум. Выбросы  $\text{NO}_x$  составляют не более 25 ppm на природном газе и около 70 ppm на жидком топливе без впрыска в камеру сгорания воды или пара.

В четырехступенчатой турбине сопловые лопатки всех и рабочие лопатки первых трех ступеней охлаждаются изнутри воздухом. Воздух на охлаждение входной части направляющих лопаток первой ступени поступает после компрессора с температурой 400°C без охлаждения. Рабочие лопатки первой и второй ступеней турбины выполнены монокристаллическими, третьей и четвертой – равноосным литьем. Направляющие лопатки первой ступени защищены термобарьерным покрытием толщиной 0,25 мм. Расчетный срок службы этих лопаток до возобновления покрытий составляет не менее 25 тыс. часов.

Кроме V94.3А фирма Siemens в этой серии выпускает V64.3А мощностью 68 МВт, КПД 35,1%, и V84.3А мощностью 198 МВт, КПД 38%.

Фирма Siemens Westinghouse выпускает газотурбинные двигатели серии F и G. ГТУ W501G мощностью 267,5 МВт с КПД 39,2% выполнена одновальной по простой термодинамической схеме. Технические характеристики ГТУ приведены в табл. 3. Семнадцатиступенчатый воздушный компрессор имеет трансзвуковую первую ступень и поворотный входной направляющий аппарат. После шестой и одиннадцатой ступеней организованы антипом-

Таблица 3

| Параметры                             | ГТД-110  | V94.2    | V94.3    | V94.3A   | W501G    | GT 26    |
|---------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Мощность эл., МВт                     | 110      | 168      | 200      | 286      | 267,5    | 265      |
| КПД, %                                | 36,0     | 34,7     | 35,7     | 39,5     | 39,2     | 38,2     |
| Температура газов на входе/выходе, °С | 1210/517 | 1060/537 | 1120/534 | 1310/577 | 1500/613 | 1235/640 |
| Степень повышения давления            | 14,7     | 11,7     | 15,6     | 17,9     | 19,9     | 30       |
| Расход газа на выходе ГТД, кг/с       | 362      | 531      | 605      | 689      | 582      | 561,6    |
| Эмиссия $\text{NO}_x$ , ppm           | 25       | 20       | 25       | 25       | 25       | 25       |
| Частота вращения вала, об/мин         | 3000     | 3000     | 3000     | 3000     | 3600     | 3000     |

пажные сбросы воздуха. На выходе из проточной части компрессора установлены два ряда лопаток, спрямляющих газовый поток.

Газотурбинная установка рассчитана для работы на природном газе и легком жидком топливе, но должна сжигать также низкокалорийный газ, полученный при газификации углей. Топливо сжигается в малотоксичной блочно-кольцевой камере сгорания с шестнадцатью противоточными жаровыми трубами. Горение осуществляется в три фазы параллельно-ступенчато с переобогащенной топливовоздушной смесью в первой и переобедненной в заключительной ступени.

Особенностью W501G является применение парового охлаждения горячих газоподводящих патрубков, соединяющих жаровые трубы камер сгорания с соплами турбины. Для охлаждения используется 18,2 т/ч пара низкого давления. Это позволяет на 10-20% уменьшить количество воздуха, направляемого после компрессора на охлаждение камер сгорания и газоподводящих патрубков. На природном газе значения выбросов  $\text{NO}_x$  равных 25 ppm обеспечивается без ввода пара или воды. На легком жидком топливе для снижения выбросов  $\text{NO}_x$  до 42 ppm впрыскивается вода.

Турбина ГТД выполнена с четырьмя реактивными ступенями. Лопатки первых трех ступеней охлаждаются воздухом. Сопловые и рабочие лопатки первой и второй ступеней отлиты с направленной кристаллизацией и защищены термобарьерными покрытиями. ГТУ рассчитана на длительные сроки службы и межремонтные периоды. Время между инспекциями камер сгорания составляет 8 тыс. ч, или 440 пусков; инспекциями турбины – 24 тыс. ч, или 1200 пусков; капитальными ремонтами – 48 тыс. ч, или 2400 пусков.

Фирмой АВВ разработан газотурбинный двигатель GT 26 мощностью 265 МВт, КПД 38,2%. Его технические характеристики приведены в табл. 3 [7]. Двигатель выполнен одновальным, по термодинамическому циклу с промежуточным подводом тепла при расширении. Сжатый в 22-ступенчатом компрессоре воздух поступает в основную камеру сгорания, в которой сжигается две трети топлива. Продукты сгорания с температурой 1235°C расширяются в одноступенчатой турбине высокого давления и поступают в камеру повторного подогрева, куда подается оставшаяся треть топлива. После нее продукты сгорания расширяются в четырехступенчатой турбине низкого давления. Лопатки четырех первых ступеней турбины охлаждаются воздухом. Все лопатки литые.

Обе камеры сгорания выполнены кольцевыми. Основная камера оснащена конусными горелками предварительного смешения. В камере повторного подогрева используются не образующие  $\text{NO}_x$  горелки с вихревой стабилизацией факела. Разделение горения на две стадии и использование в обеих камерах сгорания горелок предварительного смешения, работающих на обедненной топливовоздушной смеси, приводит к снижению температуры пламени и образования  $\text{NO}_x$ . В камере повторного подогрева практически не образуется  $\text{NO}_x$ . В результате концентрация  $\text{NO}_x$  при работе на природном газе составит 25 ppm, на легком жидком топливе (с впрыском воды) 42 ppm.

Фирма АВВ выпускает также GT8C мощностью 52,8 МВт, КПД 34,4%, и GT13E2 мощностью 165 МВт, КПД 35,7%.

ГТУ средней и большой мощности предназначены для использования в парогазотурбинных установках утилизационного типа с котлами-утилизаторами двух, трех давлений пара для достижения максимально эффективного сжигания органического топлива.

#### ГТД газотурбинных надстроек водогрейных котлов

Наряду с воздушной регенерацией для утилизации теплоты уходящих газов из газовой турбины может также применяться водяной или паровой теплоноситель. Использование ГТД малой мощности (0,45-2,5 МВт) с низким КПД (23,8-28,5%) со сбросом выхлопных газов в водогрейный котел считается нерациональным из-за необходимости отслеживания годового графика тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение с изменением температуры сетевой воды от 70 до 150°C в зависимости от сезона. При этом необходимо уменьшать количество тепла, сбрасываемого ГТД в водогрейный котел, что ведет как к уменьшению мощности ГТД, так и к значительному ухудшению его КПД и пережогу топлива. Кроме того, газотурбинная надстройка водогрейных котлов связана с трудностями, возникающими при реконструкции отопительных котельных:

– размещением на существующей промплощадке дополнительных сооружений: ГТУ с воздухозаборным сооружением и выхлопным горячим газоходом, дожимных газовых компрессоров, блока резервного дизельного топлива с топливной насосной, электрической подстанции и линии электропередачи;

– необходимостью учитывать прочность обмуровки и ограждающих конструкций топков водогрейных котлов и возрастание давления в них из-за увеличения в 2-7 раз расхода дымовых газов;

– необходимостью установки дополнительной дымовой трубы на выхлопе ГТУ для возможности пуска без водогрейного котла;

– уменьшением шума от ГТУ (90-150 ДБА) до 85 ДБА на расстоянии 1 м от оборудования и до 50 ДБА – для населения.

Перевод водогрейных котлов типа ПТВМ, работающих с естественной тягой, на работу по «сбросной» схеме невозможен в связи с недопустимым повышением давления в топке котла. Перевод водогрейных котлов типов КВГМ и ПТВМ, работающих с принудительной тягой, на работу по сбросной схеме возможен. Для этого требуется: реконструкция горелочных устройств для работы на уходящих газах ГТ и на холодном воздухе в автономном режиме; подключение горячих газоходов большого диаметра.

### Перспективы использования ГТД

В настоящее время наиболее полно свои технические и термодинамические возможности газотурбинные двигатели реализуют в энергетических парогазовых установках (ПГУ). В сложном совмещенном термодинамическом цикле Брайтона – Ренкина наиболее эффективно (с наибольшим КПД) энергетически используются возможности высокотемпературного подвода тепловой энергии к рабочей среде (газовая часть цикла) и низкотемпературный его отвод в паровой части при конденсации водяного пара. Такие энергетические установки при оптимизации параметров обеих частей термодинамического цикла в конденсационном режиме работы при номинальной мощности могут иметь КПД более 60%, что недостижимо в отдельности ни газотурбинной, ни паротурбинной установками. Как показали исследования [8], парогазовые установки наиболее гибко и эффективно реализуют свои маневренные возможности в полупиковой части графиков электрических нагрузок, а газотурбинные установки – в пиковой их части.

1. Мехерван Д., Бойс П. Эксплуатационная готовность и надежность современных промышленных газотурбинных двигателей // Газотурбинные технологии. – 2005. – № 2. – С. 2-9.
2. Сулимов Д.Д., Сычев В.К., Белканов В.А. Новая газотурбинная установка ОАО «Авиадвигатель» для электроэнергетики // Газотурбинные технологии. – 2005. – № 4. – С. 36-38.
3. Голубчинский В.А., Белошицкий М.В. ПГУ-ТЭС решит энергетические проблемы Сочи // Газотурбинные технологии. 2005. – № 1. – С. 2-7.
4. Иноземцев А.А., Сулимов Д.Д., Пожаринский А.А., Тороптич С.В. ГТУ-27ПС – перспективный газотурбинный привод сложного цикла // Газотурбинные технологии. – 2005. – № 3. – С. 2-7.
5. Ольховский Г.Г. Газовые турбины для энергетики // Теплоэнергетика. – 2004. – № 1. – С. 33-43.
6. Костюк Р., Блинов А., Крыкин И. Опыт эксплуатации ГТУ V94.2 на Северо-Западной ТЭЦ // Газотурбинные технологии. – 2003. – № 4. – С. 8-12.
7. Farmer R. Reheat GTs boost 250 and 365-MW combined Cycle efficiency to 58% // Gas Turbine World. – 1993. – № 5. – P. 18-23.
8. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М. Оценка маневренных возможностей энергогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии // Проблемы загальної енергетики. – 2007. – № 16. – С. 47-53.