

ГАЗОТУРБИННЫЙ ЭНЕРГОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ДЛЯ УСТАНОВКИ УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ МЕТОДОМ ГАЗИФИКАЦИИ

Показана целесообразность применения газотурбинного энергопреобразователя при термической утилизации твердых бытовых и промышленных отходов с использованием метода газификации. Рассмотрен газотурбинный энергопреобразователь нетрадиционной схемы с камерой сгорания атмосферного давления, расположенный за турбиной. Последняя работает на высокотемпературном воздухе, часть которого после турбины, минуя камеру сгорания, перепускается в газовый тракт воздухонагревателя, что позволяет увеличить степень утилизации теплоты продуктов сгорания генераторного газа.

E-mail: VadimLlvanov@yandex.ru

Ключевые слова: твердые бытовые отходы, утилизация, газотурбинный энергопреобразователь, воздушная турбина, камера сгорания.

Энергетические и экологические проблемы современности. Первобытный человек, изначально существовавший за счет примитивной охоты, потреблял ежедневно через пищу около 8,4 МДж энергии, что эквивалентно мощности 97,2 Вт, а после освоения способов добычи огня энергопотребление возросло до 300 Вт/чел. Применение солнечной энергии, энергии ветра, воды привело к значительному увеличению энергопотребления, которое к 1200 г. н. э. дошло до 2 кВт/чел. В современном обществе с высокоразвитой цивилизацией энергопотребление составляет 12 кВт/чел.

До XIX в. темпы роста энергопотребления практически не изменялись, составляя не более 0,4 % в год в расчете на одного человека и даже несколько понижались за счет совершенствования технологии использования энергии солнца, ветра и воды. Промышленная революция (появление парового двигателя, паровой турбины, литейной и обрабатывающей промышленности, др.) привела к увеличению темпов роста потребления энергии. Особенно резким повышением темпов роста энергопотребления отмечена вторая половина XX в. — к 2000 г. ежегодный прирост потребления энергоресурсов в расчете на одного человека в год достиг 4,5 % [1].

Развитие мировой цивилизации, сопровождающееся повышением жизненного уровня, ростом рождаемости и продолжительности жизни, отражается на изменении численности народонаселения мира. В

1850 г. население Земли составляло 1,2 млрд чел. в 1900 г. — 1,6 млрд чел., в 1950 г. — 2,55 млрд чел., в 1970 г. — 3,7 млрд чел., в 2000 г. — 6,1 млрд чел., в 2010 г. — 7,0 млрд чел. По прогнозам ООН численность населения мира к 2020 г. может увеличиться до 7,6 млрд чел., а к 2050 г. достигнет 11 млрд чел.

Особенностью современности является крайняя неравномерность распределения энергопотребления по странам мира. В странах с высокоразвитой экономикой, численность населения которых не превышает 6 % общей популяции мира, энергопотребление составляет 7...11 кВт/чел., тогда как в странах, на долю которых приходится 72 % общей численности населения, энергопотребление не превышает 2 кВт/чел. При повышении уровня жизни в этих странах и соответственно повышении среднемирового энергопотребления до 5 кВт/чел. глобальное энергопотребление к 2050 г. (с учетом роста популяции) по сравнению с современным уровнем может увеличиться почти в семь раз. Удовлетворить такие потребности будет возможно лишь при наличии длительно действующих энергоемких источников энергии.

Ископаемые углеводородное и ядерное топлива образовались много тысячелетий назад и являются ныне невозобновляемыми энергетическими ресурсами. К возобновляемым относятся энергия водных потоков, ветра, теплового излучения солнца, геотермальная, а также энергия постоянно образующейся растительной и животной биомассы. Энергопотребление современного мира покрывается следующими источниками энергии, %: нефть — 40, природный газ — 22,5, каменный уголь — 23,3, энергия воды — 7, ядерная энергия — 6,5, остальные источники — 0,7. В качестве перспективы рассматриваются запасы метана в донных клатратных образованиях Мирового океана, метан в которых генерируется в результате процесса анаэробного сбраживания донных органических отложений (останков живого и растительного мира), но способов его извлечения пока не существует. Энергопотребление современного мира фактически базируется на ископаемых топливных ресурсах, но они в недрах Земли не бесконечны.

Серьезной сопутствующей проблемой, связанной со сжиганием углеводородного топлива, является загрязнение окружающей среды продуктами сгорания. По мнению ряда ученых, увеличение содержания диоксида углерода в атмосфере служит одной из главных причин усиления парникового эффекта. Темп повышения глобальной температуры нижних слоев атмосферы Земли достаточно хорошо коррелирует с темпом роста выбросов CO₂. В течение XX в. температура возросла почти на 0,8 °С: основное ее увеличение пришлось на период 1970–2000 гг. Отмечают и другие многочисленные свидетельства потепления. Например, поверхность арктического льда летом 2007 г. была на 23 % меньше, чем летом 2005 г., и составляла лишь 50 % поверхности арктического льда лета 2004 г. За несколько последних де-

сятилетий толщина льда в районе Северного полюса сократилась почти на 40 %. Постоянно сокращается площадь вечных ледников в горах, идет интенсивное сокращение массы оледенения Гренландии. Только летом 2007 г. в Гренландии растаяло 552 млн т вечного льда, что на 15 % больше, чем в 2005 г. (если растает весь лед Гренландии, то территории многих стран уйдут под воду) [2].

Следовательно, постоянное увеличение темпов потребления ископаемого углеводородного топлива (или сохранение современного уровня потребления) приведет не только к исчерпанию его запасов, но и приблизит возможность глобальной экологической катастрофы. Постепенно возрастает использование возобновляемых источников энергии, не создающих дополнительной экологической нагрузки на среду обитания.

Одним из практически неиссякаемых возобновляемых источников энергии является биомасса — продукт растительного или животного происхождения. В натуральном или преобразованном виде (твердые бытовые отходы, отходы перерабатывающей промышленности, сельского хозяйства, др.) биомасса может быть использована для производства тепловой, электрической энергии или другого вида. Замкнутый жизненный цикл биомассы состоит из периодов ее образования с поглощением диоксида углерода из атмосферы (фотосинтез) и распада (горение, гниение, другие виды окисления) с выделением ранее поглощенного углекислого газа.

Твердые бытовые и промышленные отходы как потенциальное топливо. Твердые бытовые отходы (ТБО) являются результатом жизнедеятельности человека. Городской житель индустриально развитого региона в течение года производит от 300 до 700 кг ТБО, от которых необходимо регулярно освобождать город. Способ обращения с ТБО прошел длительный путь развития от стихийных городских или загородных свалок (куда ТБО просто выбрасывали) до современного полигона, где захоронение ТБО сопровождается регулярной санитарной засыпкой.

Полигон представляет собой сложное природоохранное сооружение, обеспечивающее защиту атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод от загрязнения продуктами распада ТБО, препятствующее распространению болезнетворных микроорганизмов, исключая доступ к ТБО птиц, крыс, других животных. С помощью гидроизоляции и гидротехнических сооружений полигона минимизируют попадание дождевых стоков и поверхностных вод, проводят их очистку и откачку. Ежедневно слой принятого ТБО подвергается засыпке грунтом или покрытием специальной пеной. При недостатке кислорода органические отходы в толще захоронения подвержены анаэробному сбраживанию, что приводит к образованию свалочного газа (смесь метана и угарного газа) и токсичной жидкости — фильтрата, для откачивания и нейтрализации которых предусматривают специальные дренажные системы и другие технические средства.

Требуются значительные капитальные вложения для организации санитарного полигона: он достаточно дорог в эксплуатации, на 25–30 лет из землепользования выводится территория, стоимость которой, особенно в регионах крупных городов, постоянно возрастает. После закрытия полигона территория подлежит дорогостоящей рекультивации. Высокая стоимость приема ТБО на полигон (40...80 долл./т — в США и европейских странах), большое транспортное плечо доставки (не менее 60...80 км) снижают целесообразность полигонного захоронения ТБО. Кроме того, становится все труднее получить территории под новый полигон (в настоящее время с этим столкнулась Москва).

Альтернативой санитарному захоронению ТБО является их термическая переработка. Образующийся при сжигании объем золы и шлака, подлежащих захоронению, меньше исходного объема ТБО на 90 %, а масса — на 75 %. Первые автономные устройства для сжигания бытового мусора появились в XIX в.: в Англии и США ими были оборудованы жилые дома. В 1893 г. недалеко от Парижа введен в эксплуатацию первый в мире муниципальный мусоросжигательный завод (МСЗ).

В 1975 г. [1] во Франции ТБО официально введены в ранг новых энергоисточников. К 2007 г. уже 134 МСЗ во Франции находились в эксплуатации. Выделяемая при сжигании теплота используется для тепло- и электроснабжения обслуживаемых территорий. На 60-ти МСЗ, размещенных в пригороде Парижа, вырабатывают электроэнергию, покрывающую примерно 80 % бытового электропотребления города. Сжигание с утилизацией выделенной энергии является рациональным способом обращения с ТБО, позволяющим решать энергетические, экологические, экономические и социальные проблемы.

Несмотря на разную бытовую культуру массосодержание органической и неорганической частей ТБО для России, стран ЕС и США практически идентично. Органическая часть (бумага, картон, пищевые отходы, текстиль, шерсть, резина, полимеры, др.) составляет до 70 % общей массы, включающей черные и цветные металлы, стекло, керамику, камень, песок, шлам, др.). По данным 1995 г. [3] среднегодовой поэлементный состав ТБО Москвы следующий, %: углерод — 20,41, водород — 2,43, кислород — 15,75, азот — 0,49, сера — 0,15, зола, шлам — 18,77, влага — 41,8. Низшая теплота сгорания (по рабочей массе) составляет 6...7 МДж/кг. Для сравнения, теплота сгорания угля Райчинского месторождения 9,51 МДж/кг, горючих сланцев Капширского месторождения — 5,8 МДж/кг, торфа — 8...10 МДж/кг, древесины — 7,3...10 МДж/кг.

Отметим, что ТБО являются местным топливным ресурсом, для которого не требуется дальняя транспортировка. По оценкам экспертов, 1 кВт·ч полезной энергии, генерируемой при утилизации вторичных топливных ресурсов, к которым относят ТБО, интегрально

народному хозяйству обходится дешевле эквивалентного 1 кВт·ч, полученного при сжигании топлива с нового месторождения. Геологическая разведка нового месторождения, его обустройство, создание транспортных артерий, затраты на дальнюю транспортировку требуют огромных, длительно окупаемых материальных вложений — все новые потенциальные месторождения в России находятся на труднодоступных и необустроенных территориях.

В Японии, не имеющей собственных источников топлива, на МСЗ сжигаются с выработкой электроэнергии более 70 % всех ТБО страны, в Швеции — около 55 %, Голландии и Германии — по 30 %, США — 20 %, тогда как в России — менее 2 %.

На территории России ежегодно образуется более 2,1 млрд т ТБО. В отвалах захоронено около 50 млрд т, под ними занято более 250 тыс. га. По приблизительным оценкам экспертов для энергетических целей можно ежегодно использовать около 800 млн т древесной массы, 250 млн т отходов лесной, бумажной и деревообрабатывающей промышленности, ТБО. Только в Москве [3] ежегодно образуется 3,5 млн т ТБО и 800 тыс. т подлежащих утилизации отходов муниципальных учреждений. Программным документом “Энергетическая стратегия России на период до 2020 года”, утвержденным распоряжением Правительства РФ от 28.08.2003 № 1234-р, ТБО отнесены к важным региональным видам топливных ресурсов.

Газовые турбины в установках термической утилизации ТБО. В энерготехнологических установках термической утилизации ТБО — мусоросжигательных заводах — в качестве энергопреобразователя находят применение наряду с паротурбинными и газотурбинными установками, характеризующиеся большей мобильностью, меньшей емкостью инфраструктуры, позволяющие создавать полностью автоматизированный МСЗ. Компрессор газотурбинной установки может служить источником сжатого технологического воздуха. На базе газотурбинного энергопреобразователя возможно создание экологичного МСЗ ограниченной производительности с размещением на обслуживаемой территории.

Газотурбинный энергопреобразователь используют как в технологиях прямого сжигания ТБО, так и с двухстадийным сжиганием (сначала газификация, затем сжигание генераторного газа). Особенностью продуктов сгорания твердого топлива является наличие в их составе твердых взвесей (зола, частицы несгоревшего топлива, песок, др.), которые могут привести к эрозионному повреждению лопаток газовой турбины. Для предотвращения последнего продукты сгорания должны подвергаться предварительной очистке. При газификации очистке подлежит генераторный газ, масса которого существенно меньше массы продуктов прямого сгорания ТБО.

Примером МСЗ прямого сжигания ТБО является CPU-400 проектной производительностью 400 т/сут. [4, 5] для муниципальной территории с населением 150 тыс. чел. Опытный экземпляр произво-

длительностью 100 т/сут. был пущен в опытную эксплуатацию в Калифорнии в начале 1970-х годов. Благодаря экологической чистоте выхлопа установка размещена внутри обслуживаемой муниципальной территории.

Технологический процесс начинается с приема ТБО и включает разmol и сортировку ТБО с отделением горючей массы и последующей сепарацией негорючей массы на черные и цветные металлы, песок, стекло, шлам, др., подлежащие реализации как вторичное сырье. Сжигание биомассы производится в топке с кипящим слоем и наддувом воздуха от компрессора газотурбинной установки (ГТУ). При полном сгорании ТБО температура дымовых газов на выходе из топки составляет 1023...1093 К. Экологической чистоты дымовых газов достигают введением в топочное устройство соответствующих реагентов. После двухступенчатой очистки в циклонах газ с содержанием взвесей размером не более 4 мкм поступает на лопатки турбины, не повреждая их.

Установка полностью автоматизирована, ее обслуживает один оператор. Капитальные затраты на установку и стоимость технического обслуживания составляют 8,72 долл./т. Поступления от реализации товарной электроэнергии, покрывающей около 5 % нужд территории, а также от реализации вторичного неорганического сырья составляют 10,72 долл./т. Пример CPU-400 подтверждает рентабельность самокупаемых утилизационных комплексов. С учетом вторичных статей экономии (отказ от полигонного захоронения и связанных с этим статей затрат) установка будет экономически эффективной.

При двухстадийной схеме газификация ТБО осуществляется в газогенераторах различной конструкции, а также в топках с кипящим слоем. Температура генераторного газа зависит от реализуемого процесса газификации. Согласно условиям стабильности работы и длительной работоспособности устройств очистки, температура генераторного газа на входе в устройство очистки не должна превышать 620...650 К; при более высокой температуре генераторный газ подлежит предварительному охлаждению. Например, в установке мощностью 60 МВт, работающей в Швеции, процесс газификации осуществляется в топке с кипящим слоем при давлении 2 МПа и температуре 1 225 К, в топку наддувают воздух от компрессора ГТУ [6]. Охлаждение генераторного газа от 1 225 до 670 К происходит в парогенераторе паровой турбины, установленном в концевой зоне топки. После очистки в керамическом фильтре генераторный газ подается в камеру сгорания ГТУ. Фактически реализована схема парогазовой установки, в которой ГТУ выполняет вспомогательную роль — доля ГТУ в выработке электроэнергии не превышает 20 %.

Воздушно-турбинная установка комплекса с газификацией ТБО под атмосферным давлением. Преимуществом газификации при атмосферном давлении является упрощение механической кон-

струкции реактора-газификатора. Загрузка ТБО и выгрузка шлака происходит при атмосферном давлении. Величина избыточного давления воздуха, подаваемого на процесс газификации, практически соответствует гидравлическому сопротивлению газозвушного тракта реактора. При использовании в газотурбинном энергопреобразователе генераторный газ подлежит предварительной очистке от абразивных взвесей, а также компримированию до давления, превышающего рабочее давление в камере сгорания ГТУ.

На рис. 1 представлена нетрадиционная схема ГТУ, в которой не требуются устройство очистки генераторного газа от эрозионных взвесей и высоконапорный газовый компрессор. Газовая турбина работает на чистом высокотемпературном воздухе, камера сгорания атмосферного давления установлена после турбины, воздух до рабочей температуры входа в турбину нагревается в газозвушном теплообменнике за счет утилизации энергии продуктов сгорания генераторного газа [7]. Фактически это воздушно-турбинная установка. Давление в камере сгорания превышает атмосферное на величину потерь в газозвушном теплообменнике и выхлопном тракте, поэтому для вдува генераторного газа в камеру сгорания достаточно низконапорного вентилятора.

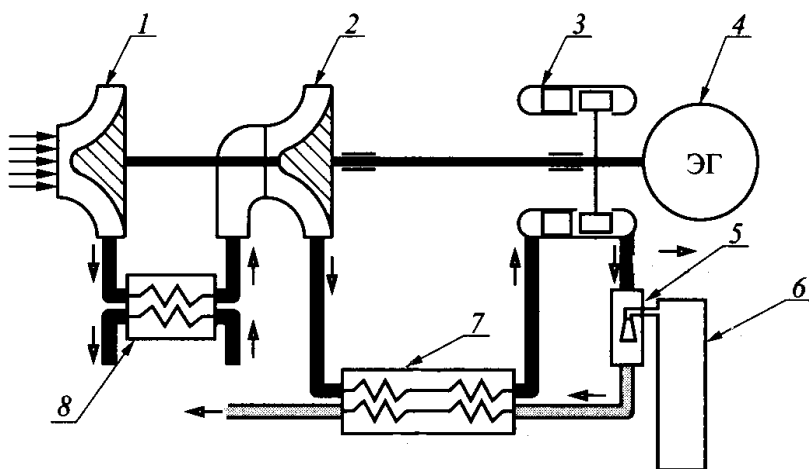


Рис. 1. Воздушно-турбинная установка нетрадиционной схемы:

1 — компрессор низкого давления; 2 — компрессор высокого давления; 3 — воздушная турбина; 4 — электрогенератор; 5 — камера сгорания; 6 — контейнер топливного газа; 7 — воздухонагреватель; 8 — промежуточный воздухоохладитель

Для реализации процесса теплопередачи температура продуктов сгорания на входе в теплообменник должна превышать температуру воздуха на входе в турбину. По отношению к нагреваемому воздуху теплообменник выполняет функции нагревателя (аналог камеры сгорания) и регенератора рекуперативного типа высокой степени регенерации. Согласно классической теории газотурбинных установок

регенеративный цикл хорошо сочетается с промежуточным охлаждением в процессе сжатия. Соответственно в схему ГТУ введен двухступенчатый процесс сжатия с промежуточным охлаждением воздуха между каскадами сжатия. Температура воздуха, поступающего в камеру сгорания, равна величине температуры за турбиной, что практически не реализуемо в классической регенеративной схеме ГТУ. Высокая температура воздуха повышает стабильность и эффективность процесса сжигания низкокалорийного генераторного газа.

Генераторный газ, полученный в процессе газификации ТБО, характеризуется не только относительно низкой теплотой сгорания, но и небольшой величиной стехиометрического коэффициента. Так, для генераторного газа — продукта газификации ТБО Москвы — стехиометрический коэффициент $L_0 = 0,8...2,2$ кг/кг в зависимости от влагосодержания газа. Для природного газа стехиометрический коэффициент равен 15 кг/кг. С учетом того что удельная теплоемкость продуктов сгорания превышает удельную теплоемкость воздуха, отношение водяных эквивалентов воздуха и продуктов сгорания при сжигании осушенного генераторного газа равно примерно 0,8, а при влажном газе может понизиться до значения 0,55. При таком отношении водяных эквивалентов реализовать в теплообменнике глубокую степень утилизации теплоты продуктов сгорания и высокую экономичность ГТУ не представляется возможным — хладоресурс воздуха недостаточен.

Для более полного использования теплосодержания продуктов сгорания следует увеличить массовый расход воздуха через тракт воздухонагревателя. Например, за теплообменником можно установить полнокомплектную вспомогательную утилизационную воздушно-турбинную установку. Функции основной и вспомогательной воздушно-турбинных установок можно совместить в одной, как это предложено, обосновано в [8–10] и показано на рис. 2.

Массовый расход воздуха, подаваемого в камеру сгорания, соответствует массовому расходу сжигаемого газа; соотношение расходов газа и воздуха определяют по уравнению сгорания

$$g_{\Gamma} = \frac{G_{\Gamma}}{G_{\text{В}}} = \frac{C_{\text{пр}} T_{\Gamma}^* - C_{\text{пв}} T_{\text{КС}}^* - (C_{\text{пр}} - C_{\text{пв}}) T_0}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\Gamma} - (C_{\text{пр}} T_{\Gamma}^* - C_{\text{пр}} T_0) + (C_{\text{пр}} - C_{\text{пр}} T_0)}, \quad (1)$$

где T_{Γ}^* — температура продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания; $T_{\text{КС}}$ — температура воздуха на входе в камеру сгорания; T_0 — стандартная температура определения низшей теплоты сгорания; $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ — низшая рабочая теплота сгорания; T_{Γ}^* — температура топлива на входе в камеру сгорания; $C_{\text{пр}}$, $C_{\text{пв}}$, $C_{\text{пр}}$ — средние теплоемкости продуктов сгорания, воздуха, топлива при соответствующих темпе-

ратурах; η_T — КПД процесса сгорания; g_T — относительный расход топлива; G_T — расход топлива; G_B — расход воздуха.

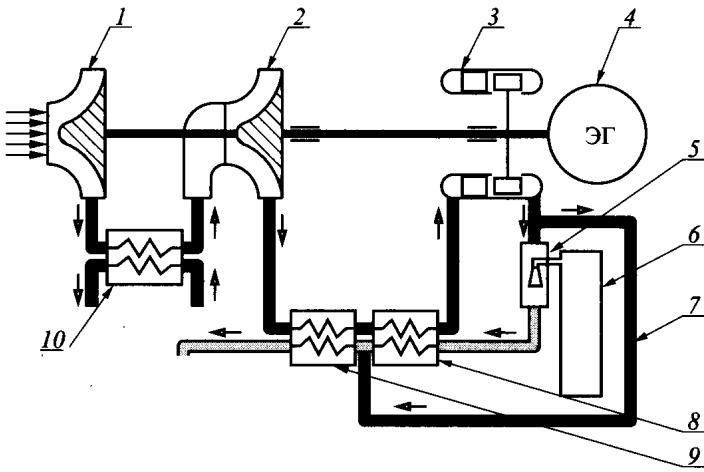


Рис. 2. Воздушно-турбинная установка нетрадиционной схемы с перепуском дополнительного расхода воздуха в обход камеры сгорания:

1 — компрессор низкого давления; 2 — компрессор высокого давления; 3 — воздушная турбина; 4 — электрогенератор; 5 — камера сгорания; 6 — контейнер топливного газа; 7 — магистраль перепуска части воздуха в обход камеры сгорания; 8 — высокотемпературная секция воздухонагревателя; 9 — низкотемпературная секция нагревателя; 10 — промежуточный воздухоохладитель

При сжигании генераторного газа с расходом G_T расход воздуха на камеру сгорания

$$G_B = G_T g_T^{-1} = \alpha L_0 G_T, \quad (2)$$

где α — коэффициент избытка воздуха в камере сгорания.

Совместное решение уравнений (1) и (2) позволяет определить значение коэффициента избытка воздуха, соответствующее температурам продуктов сгорания за камерой сгорания, температурам генераторного газа и воздуха на входе в камеру сгорания, а также теплоте сгорания генераторного газа. Мощность турбоустановки находят как

$$N_e = N_{уд} G_B = N_{уд} g_T G_T. \quad (3)$$

Рассчитывают КПД турбоустановки по формуле

$$\eta_e = \frac{N_{уд} G_B}{Q_H^p G_T} = \frac{N_{уд}}{Q_H^p} \frac{1}{g_T} = \frac{N_{уд}}{Q_H^p} \alpha L_0, \quad (4)$$

где $N_{уд}$ — удельная мощность, Вт/(кг·с).

При введении через компрессор дополнительного расхода воздуха, который последовательно проходит через компрессор, воздухонагреватель, турбину и затем, минуя камеру сгорания, отводится в промежуточное сечение газового тракта теплообменника, мощность ГТУ возрастает пропорционально увеличению расхода воздуха:

$$N_e = N_{уд}(G_B + \Delta G) = N_{уд}G_B(1 + \overline{\Delta G}), \quad (5)$$

где G_B — дополнительный расход воздуха на входе в компрессор; $\overline{\Delta G}$ — относительный расход дополнительного воздуха. Поскольку в камере сгорания сжигают неизменившийся расход топлива (подвод энергии в камеру сгорания не изменился), КПД турбоустановки также возрастает пропорционально увеличению расхода воздуха:

$$\eta_e = \frac{N_{уд}(1 + \overline{\Delta G})}{Q_H^p} \alpha L_0. \quad (6)$$

Следовательно, введение дополнительной массы воздуха по предложенной схеме позволяет повысить мощность и КПД воздушно-турбинной установки при неизменной величине расхода топлива в камере сгорания. Предельное значение дополнительного расхода воздуха определяется тепловым балансом воздушно-газового теплообменника и процессом теплопередачи. Предельное значение температуры воздушной смеси на выходе газового тракта теплообменника не может быть равным температуре воздуха на входе в нагреватель или ниже этой температуры. В реальном теплообменнике величину конечной разности температур выбирают исходя из требуемого по условиям проектирования среднеинтегрального температурного напора, а также разности температур между воздушно-газовой смесью в сечении ввода дополнительного воздуха в газовый тракт нагревателя и температурой воздуха в сопряженном сечении воздушного тракта. В выполненных исследованиях сечение ввода дополнительного воздуха в газовый тракт принимали из условия, что газ, поступающий к этому сечению, охлажден до температуры вводимой дополнительной массы воздуха, т. е. до температуры воздуха за воздушной турбиной. Соответственно воздухонагреватель структурно состоит из высокотемпературной и низкотемпературной секций.

Данные о влиянии относительного расхода воздуха $\overline{\Delta G}$ на характерные показатели воздушно-турбинной установки приведены ниже:

Относительный расход	0	0,2	0,3	0,4
КПД	0,257	0,308	0,33	0,359
Разность температур на выходе из воздухоохладителя, К	280	187	149	116

Разность температур теплоносителя на месте ввода воздуха, К	262	200	105	67
Температура газозвоздушной смеси на выходе, К	680	630	549	516
Степень регенерации секций:				
высокотемпературной.....	0,87	0,85	0,84	0,89
низкотемпературной.....	0,22	0,56	0,69	0,80

Температура газа за камерой сгорания составляет 1 273 К, температура воздуха перед турбиной 1073 К, температура воздуха за турбиной 750 К, коэффициент избытка воздуха $\alpha = 3,89$.

Критическим элементом установки является высокотемпературный нагреватель, поверхность нагрева которого должна быть выполнена из высокотемпературных жаростойких сплавов типа хромоникелевого сплава Sirius 314, допускающего длительную работу в окислительной атмосфере при температуре до 1 430 К. Воздухонагреватель может быть выполнен двухсекционным — с высокотемпературной и низкотемпературной секциями. Поверхность теплообмена высокотемпературной секции можно скомпоновать из высокотемпературных тепловых труб, что значительно упрощает конструкцию теплообменника противоточной схемы, компенсации термических расширений поверхности теплообмена (поверхность с самокомпенсацией) не требуется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Роза А.Д. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы. М.: Изд. дом “Интеллект”, 2010. 702 с.
2. Глобальное потепление. URL.: Ru/Wikipedia/Wiki/ Глобальное потепление.
3. Проблемы твердых бытовых отходов. Методический центр ЭКОЛАЙНИ. URL: http://www.ecoline.ru/mc/books/tbo/toc_full.html
4. Goldrath B. Gas turbine key to solid waste disposal // Diesel and gas turbine progress. 1973. Vol. 39. No. 8. P. 12–14.
5. Иванов В.Л., Самсонов О.Н. Энергетические и транспортные ГТУ // Итоги науки и техники. Турбостроение. Т. 1. М., 1976. С. 7–89.
6. Konagal S. Study of a gas clean-up system in ICCG // Diesel and Gas Turbine Progress. 1984. Vol. 64-3. P. 23–30.
7. Михальцев В.Е., Моляков В.Д., Тумашев Р.З. Полузамкнутая газотурбинная установка на твердых горючих // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 1999. № 1. С. 75–83.
8. Иванов В.Л., Жаживихина Т.А. Газотурбинный двигатель для установки по термической переработке твердых бытовых и промышленных отходов // Изв. вузов. Сер. Авиационная техника. 2006. № 2. С. 38–42.
9. Универсальная воздушно-турбинная энергоустановка. Патент РФ № 2395703, 25.12.2008 / В.Л. Иванов, В.И. Гуров, К.Н. Шестаков.
10. Гуров В.И., Иванов В.Л., Шестаков К.Н. Энергопреобразование продукт-газа при утилизации твердых бытовых отходов. Энергия: экономика-техника-экология // Журнал Президиума РАН. 2009. № 8. С. 18–22.

Статья поступила в редакцию 26.09.2012