

МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Ключевые слова: газотурбинные установки, парогазовые установки

В работе рассмотрены различные методы утилизации теплоты уходящих газов от энергетических установок с целью повышения их эффективности, экономии органического топлива и наращивания энергетических мощностей.

Keywords: gas-turbine installations, steam-gas installations

In work various methods of utilization of warmth of leaving gases from power installations for the purpose of increase of their efficiency, economy of organic fuel and accumulation of power capacities are considered.

С началом экономических и политических реформ в России, в первую очередь необходимо произвести ряд принципиальных изменений в электроэнергетике страны. Новая энергетическая политика должна решить ряд задач, в числе которых освоение современных высокоэффективных технологий производства электрической и тепловой энергии.

Одной из таких задач является повышение эффективности энергетических установок с целью экономии органического топлива и наращивания энергетических мощностей. Наиболее перспективными в этом отношении являются газотурбинные установки, с уходящими газами которых выбрасывается до 20% тепла [16].

Существуют несколько путей повышения к. п. д. газотурбинных двигателей [1], в числе которых:

- повышение температуры газа перед турбиной для ГТУ простого термодинамического цикла,
- применение регенерации тепла,
- использование тепла уходящих газов в бинарных циклах,
- создание ГТУ по сложной термодинамической схеме и т. д.

Наиболее перспективным направлением считается совместное использование газотурбинных и паротурбинных установок (ГТУ и ПТУ) с целью повышения их экономических и экологических характеристик.

Газотурбинные и созданные с их использованием комбинированные установки при технически достижимых в настоящее время параметрах обеспечивают существенное повышение эффективности производства тепловой и электроэнергии.

Широкое применение бинарных ПГУ, а также различных комбинированных схем при техническом перевооружении ТЭС позволит экономить до 20% топлива по сравнению с традиционными паротурбинными блоками.

По оценкам специалистов [2] экономичность комбинированного парогазового цикла возрастает при повышении начальной температуры газов перед ГТУ и увеличении доли газотурбинной мощности. Немаловажное значение

имеет также то обстоятельство, что помимо выигрыша в экономичности такие системы требуют значительно меньших капитальных затрат, их удельная стоимость в 1.5 – 2 раза меньше, чем стоимость газо-мазутных паротурбинных блоков и ПГУ с минимальной газотурбинной мощностью [17].

По данным [3] можно выделить три основных направления использования ГТУ и ПГУ в энергетике.

Первое, широко используемое в промышленно развитых странах, - применение ПГУ на крупных конденсационных ТЭС, работающих на газе. В этом случае наиболее эффективно использовать ПГУ утилизационного типа с большой долей газотурбинной мощности (рис. 1). Применение ПГУ позволяет повысить на ТЭС эффективность сжигания топлива на ~ 11-15 % (ПГУ со сбросом газов в котёл), на ~ 25-30 % (бинарные ПГУ).

До недавнего времени широких работ по внедрению ПГУ в России не проводилось. Тем не менее, единичные образцы таких установок достаточно давно и успешно используются, например ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ) типа ВПГ-50 головного энергоблока ПГУ-120 и 3-х модернизированных энергоблоков с ВПГ-120 на филиале «ТЭЦ-2» ОАО «ТГК-1»; ПГУ-200 (150) с ВПГ-450 на филиале «Невинномысская ГРЭС». На Краснодарской ГРЭС установлено три парогазовых энергоблока мощностью по 450 МВт. В состав энергоблока входят две газовые турбины мощностью по 150 МВт, два котла-утилизатора и паровая турбина, мощностью 170 МВт, к. п. д. такой установки составляет 52.5%. Дальнейшее повышение к. п. д. ПГУ утилизационного типа возможно путем усовершенствования газотурбинной установки и усложнения схемы парового процесса.

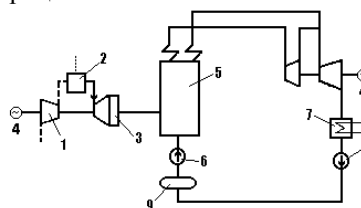
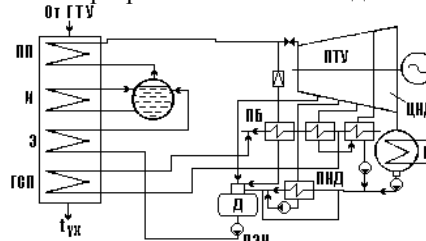


Рис. 1 – Схема ПГУ с котлом-утилизатором

При отсутствии ограничений по размещению установки, а также при использовании усовершенствованной ГТУ можно существенно повысить экономичность блока. В качестве такой усовершенствованной ПГУ в [5] предлагается одновальная ПГУ-320 мощностью 300 МВт. Комплектной ГТУ для ПГУ-320 является одновальная ГТЭ-200, создание которой предполагается осуществить переходом на

Модель одноконтурной теплофикационной ПГУ, представленная на рис. 2, включает в себя котел – утилизатор барабанного типа с естественной циркуляцией среды в испарительном контуре [7]. По ходу газов в котле снизу вверх последовательно расположены поверхности нагрева: пароперегреватель ПП, испаритель И, экономайзер Э и газовый перегреватель сетевой воды ГСП.



Двухконтурная ПГУ, также как и одноконтурная, состоит из двух газовых турбин, двух котлов-утилизаторов и одной паровой турбины (рис.3). Подогрев сетевой воды осуществляется в двух подогревателях ПГС и (при необходимости) в пиковом сетевом подогревателе.

По ходу газов в котле-утилизаторе последовательно расположены следующие поверхности нагрева: пароперегреватель высокого давления ППВД, испаритель высокого давления ИВД, экономайзер высокого давления ЭВД, пароперегреватель низкого давления ППНД, испаритель низкого давления ИНД, газовый подогреватель низкого давления ГПНД, газовый подогреватель сетевой воды ГСП.

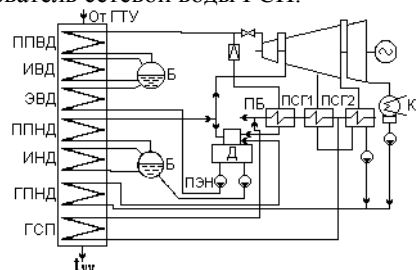


Рис. 3 – Принципиальная тепловая схема двухконтурной ПГУ

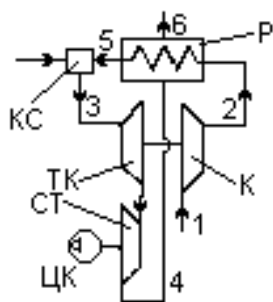


Рис. 4 – Схема утилизации теплоты уходящих газов ГТУ

Кроме котла-утилизатора тепловая схема включает в себя паровую турбину, имеющую три цилиндра, два подогревателя сетевой воды ПСГ1 и ПСГ2, деаэратор Д и питательные насосы ПЭН. Отрабатанный пар турбины направлялся в ПСГ1. В подогреватель ПСГ2 подается пар из отбора турбины. Вся сетевая вода проходит через ПСГ1, затем часть воды направляется в ПСГ2, а другая часть после первой ступени подогрева – в ГСП, расположенный в конце газового тракта котла-утилизатора. Конденсат греющего пара ПСГ2 сливается в ПСГ1, а затем поступает в ГПНД и далее в деаэратор. Питательная вода после деаэратора частично поступает в экономайзер контура высокого давления, а частично – в барабан Б контура низкого давления. Пар из перегревателя контура низкого давления смешивается с основным потоком пара после цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины.

Как показал сравнительный анализ, при использовании газа в качестве основного топлива применение утилизационных схем целесообразно, если соотношение тепловой и электрической энергии составляет 0.5 – 1.0, при соотношениях 1.5 и более, предпочтение отдается ПГУ по «сбросной» схеме.

Кроме подстройки паротурбинного цикла к циклу ГТУ, утилизация теплоты уходящих газов

ГТУ может осуществляться подачей в камеру сгорания ГТУ пара, вырабатываемого котлом-утилизатором, а также путем реализации регенеративного цикла [9].

Реализация регенеративного цикла (рис. 4) обеспечивает существенное повышение к. п. д. установки, в 1.33 раза, в том случае, если при создании ГТУ степень повышения давления выбрана в соответствии с намечаемой степенью регенерации. Такая схема включает в себя К – компрессор; Р – регенератор; КС – камера сгорания; ТК – турбина компрессора; СТ – силовая турбина; ЦК – центробежный компрессор. Если ГТУ выполнена без регенерации, а степень повышения давления π близка к оптимальному значению, то оснащение такой ГТУ регенератором не приводит к повышению ее к. п. д.

К. п. д. установки, осуществляющей подачу пара в камеру сгорания, повышается в 1.18 раз по сравнению с ГТУ, что позволяет снизить расход топливного газа, потребляемого газотурбинной установкой.

Сравнительный анализ показал, что наибольшая экономия топлива [8] возможна при осуществлении регенеративного цикла ГТУ с высокой степенью регенерации, относительно невысоким значением степени повышения давления в компрессоре $\pi = 3$ и с небольшими потерями продуктов сгорания. Однако в большинстве отечественных ТКА в качестве привода использованы авиационные и судовые газотурбинные двигатели с высокой степенью повышения давления, и в этом случае утилизация теплоты уходящих газов эффективнее в паротурбинном блоке. Установка с подачей пара в камеру сгорания конструктивно наиболее проста, но менее эффективна.

Одним из способов достижения экономии газа и решения экологических проблем является применение на КС парогазовых установок. В исследовательских разработках рассматриваются два альтернативных варианта использования пара, полученного при утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ: ПГУ с приводом от паровой турбины нагнетателя природного газа и от паровой турбины электрогенератора. Принципиальное различие этих вариантов заключается в том, что в случае ПГУ с нагнетателем не только утилизируется теплота выхлопных газов ГПА, но и один ГПА заменяется на паротурбинный перекачивающий агрегат, а при ПГУ с электрогенератором число ГПА сохраняется, а за счет утилизируемой теплоты вырабатывается электроэнергия специальным паротурбинным агрегатом [10]. Выполненный анализ показал, что ПГУ с приводом нагнетателя природного газа обеспечивали лучшие технико-экономические показатели.

В случае создания на базе КС парогазовой установки с котлом утилизатором [9], ГТУ используется для привода нагнетателя, а паросиловая установка (ПСУ) – для выработки электроэнергии, при этом температура отходящих газов за котлом - утилизатором составляет 140°C.

С целью повышения эффективности использования органического топлива в децентрализованных системах теплоснабжения возможна реконструкция отопительных котельных с размещением в них газотурбинных установок (ГТУ) небольшой мощности и утилизацией продуктов сгорания в топках существующих котлов [11]. При этом электрическая мощность ГТУ зависит от режимов работы по тепловому или электрическому графикам нагрузок, а также от экономических факторов.

Оценить эффективность реконструкции котельной можно при сравнении двух вариантов [11]: 1 – исходный (существующая котельная), 2 – альтернативный, с использованием ГТУ. Наибольший эффект был получен при электрической мощности ГТУ, равной максимальной нагрузке района потребления.

Сравнительный анализ ГТУ с КУ, вырабатывающим пар в количестве 0.144 кг/кг с. г., конденсационным ТУ и ГТУ без КУ и с ТУ сухого теплообмена показал следующее: полезная электрическая мощность – 1.29, расход природного газа – 1.27, отпуск тепла – 1.29 (соответственно 12650 и 9780 кДж/м³ природного газа). Таким образом, относительный прирост мощности ГТУ при вводе пара от КУ составил 29%, а расход дополнительного природного газа – 27%.

Согласно данным эксплуатационных испытаний температура уходящих газов в водогрейных котлах составляет 180 – 230⁰С, что создает благоприятные условия для утилизации теплоты газов с помощью конденсационных теплоутилизаторов (ТУ) [12]. В ТУ, которые используются для предварительного подогрева сетевой воды перед водогрейными котлами [13,14], осуществляется теплообмен с конденсацией водяных паров, содержащихся в уходящих газах, а нагрев воды собственно в котле происходит уже в режиме “сухого” теплообмена.

По данным [12] наряду с экономией топлива использование ТУ обеспечивает также экономию электроэнергии. Объясняется это тем, что при вводе в котел дополнительного потока циркуляционной воды для сохранения расчетного расхода через котел необходимо часть обратной воды теплосети в количестве, равном рециркуляционному расходу, перепускать из обратной трубы в подающую.

При комплектовании электростанций из отдельных энергоблоков с газотурбинным приводом

электрогенераторов существует несколько вариантов утилизации теплоты выхлопных газов, например, с помощью утилизационного теплообменника (УТО) для нагрева воды, или с использованием котла-утилизатора и паротурбогенератора для увеличения выработки электроэнергии [15]. Анализ работы станции с учетом утилизации теплоты с помощью УТО показал существенное увеличение коэффициента использования теплоты, в некоторых случаях в 2 раза и более, а экспериментальные исследования энергоблока ЭМ-25/11 с двигателем НК-37 позволили сделать следующий вывод. В зависимости от конкретных условий годовой отпуск утилизируемой теплоты может колебаться в пределах от 210 до 480 тыс. ГДж, а реальная экономия газа составила от 7 до 17 тыс. м³.

Литература

1. В.М. Масленников, Теплоэнергетика, 3, 39-41 (2000).
2. В.И. Романов, В.А. Кривуца, Теплоэнергетика, 4, 27-30 (1996).
3. Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, Комбинированные установки с газовыми турбинами. Л.: Машиностроение, 1982, 407 с.
4. В.И. Длугосельский, А.С. Земцов, Теплоэнергетика, 12, 3-7 (2000).
5. Б.М. Трояновский, А.Д. Трухний, В.Г. Грибин, Теплоэнергетика, 8, 9-13 (1998).
6. А.Д. Цой, Промышленная энергетика, 4, 50-52 (2000).
7. А.Д. Цой, А.В. Клевцов, А.В. Корягин, Промышленная энергетика, 12, 25-32 (1997).
8. В.И. Евено, Теплоэнергетика, 12, 48-50 (1998).
9. Н.И. Серебрянников, Э.И. Тапелев, А.К. Маханьков, Энергосбережение и водоподготовка, 2, 3-11 (1998).
10. Г.Д. Баринберг, В.И. Длугосельский, Теплоэнергетика, 1, 16-20 (1998).
11. А.П. Берсенов, Теплоэнергетика, 5, 51-53 (1998).
12. Е.Н. Бухаркин, Промышленная энергетика, 7, 34-37 (1998).
13. В.И. Доброхотов, Теплоэнергетика, 1, 2-8 (2000).
14. А.С. Попов, Е.Е. Новгородский, Б.А. Пермяков, Промышленная энергетика, 1, 34-35 (1997).
15. И.В. Белоусенко, Промышленная энергетика, 5, 53-55 (2000).
16. В.В. Гетман, Н.В. Лежнева, Вестник Казан. технол. Ун-та, 18, 174-179 (2011).
17. Н.В. Лежнева, В.И. Елизаров, В.В. Гетман, Вестник Казан. технол. Ун-та, 17, 162-167 (2012).