

4. Основы практической теории горения / Под ред. В. В. Померанцева. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 310 с.
5. Процессы горения / Под ред. Б. Льюиса и др. – М.: ГИМФЛ, 1961. – 542 с.
6. Виленский Г. В., Хзмалян Д. М. Динамика горения пылевидного топлива. – М.: Энергия, 1978. – 246 с.
7. Жихар Г. И., Богданович И. Г. Кинетическая модель процесса горения углеводородного топлива и образования оксидов азота и серы // Промышленная теплотехника. – 1987. – Т. 9, № 9. – С. 83–87.
8. Кулагин Л. В., Охотников С. С. Сжигание тяжелых жидких топлив. – М.: Недра, 1967. – 280 с.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 30.01.2002

УДК 621.165

## **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ТЭС**

**Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д., канд. техн. наук КАЧАН С. А.**

*Белорусский национальный технический университет*

**Канд. техн. наук РЫКОВ А. Н.,  
инженеры БРАЗОВСКИЙ В. П., ЛЕВШИН Н. В.**

*РУП «БелНИПИэнергопром»*

Применение парогазовых технологий – важнейшее направление повышения системной эффективности ТЭС Беларуси и экономии топливно-энергетических ресурсов.

В условиях дефицита материальных ресурсов в Беларуси основными критериями эффективности ПГУ являются индекс доходности, представляющий собой отношение дисконтированной за время службы объекта прибыли к необходимым капитальным вложениям [1], а также срок окупаемости последних.

При выборе вариантов применения ПГУ важно адекватно сопоставлять их экономическую эффективность. При этом необходимо иметь в виду, что для теплофикационных ПГУ, как и для паротурбинных ТЭЦ, КПД по выработке электроэнергии и коэффициент использования теплоты топлива не являются однозначными критериями их системной эффективности [2].

С учетом этого в качестве показателя экономичности различных вариантов ПГУ следует принимать относительную экономию топлива против схемы замещения (раздельной схемы энергоснабжения), которую в соответствии с [3] можно найти как

$$\Delta \bar{B}_{\text{эк}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{рек}} b_{\text{зам}} + \Delta Q_{\text{рек}} b_{\text{кот}}}{\Delta B_{\text{рек}}} - 1, \quad (1)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{рек}}$ ,  $\Delta Q_{\text{рек}}$  – увеличение отпуска электроэнергии и теплоты при применении ПГУ, в том числе с учетом влияния ПГУ на показатели работы паротурбинной части реконструируемой станции;  $b_{\text{зам}}$ ,  $b_{\text{кот}}$  – удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и теплоты от замещающих КЭС и котельной;  $\Delta B_{\text{рек}}$  – увеличение расхода топлива за счет установки ПГУ.

Значение  $\Delta \bar{B}_{\text{эк}}$  для современных конденсационных ПГУ составляет около 0,3, а в случае применения теплофикационных ПГУ бинарного типа может достигать 0,6 и более [3].

Критерий  $\Delta \bar{B}_{\text{эк}}$  можно использовать при сопоставлении вариантов ввода как конденсационных, так и теплофикационных ПГУ, а также реконструкции с применением парогазовых технологий любых типов ТЭС и котельных. При этом выбор величины  $b_{\text{зам}}$  не имеет принципиального значения, важно только, чтобы она была одинаковой во всех сопоставляемых вариантах, т. е. обеспечивала одинаковую сравнительную базу для оценки эффективности различных проектов.

В проведенных нами расчетах в качестве замещающей КЭС принималась Лукомльская ГРЭС, в перспективе за замещающую станцию можно будет принимать конденсационную ПГУ. В любом случае при отношении эффекта от теплофикации на электрическую энергию коэффициент эффективности использования топлива на дополнительный отпуск электроэнергии при применении ПГУ в сопоставлении со схемой замещения будет равен

$$\eta_{\text{рек}} = \frac{\eta_{\text{зам}}^{\text{н}}}{1 - \Delta B_{\text{эк}}}, \quad (2)$$

где  $\eta_{\text{зам}}^{\text{н}}$  – КПД нетто замещающей КЭС.

Получаемая при применении ПГУ прибыль должна дисконтироваться в зависимости от сроков службы и строительства объекта, что позволит сопоставить сравниваемые объекты с учетом возможного изменения сроков их ввода, в том числе и вследствие дефицита средств на реализацию проекта. При этом выгодным может оказаться выбор варианта менее экономичного, но требующего меньших капитальных вложений и сроков ввода.

Технико-экономическое сравнение возможных в Беларуси вариантов использования ПГУ, проведенное в БНТУ и РУП «БелНИПИэнергопром», позволяет сделать следующие обобщения.

При строительстве новых энергоисточников, как правило, должны применяться утилизационные ПГУ (УПГУ). В то же время при реконструкции существующих ТЭС и котельных более выгодным может быть применение схем газотурбинных надстроек, в частности со сбросом газов ГТУ в паровые или водогрейные котлы.

При «сбросной» схеме удельная (на единицу мощности ГТУ) экономия топлива получается на уровне ее для УПГУ. Одновременно появляется

возможность при тех же материальных ресурсах увеличить ввод газотурбинных мощностей, что в конечном итоге будет определять экономию топлива в энергосистеме.

Так как в «сбросной» схеме значительная часть утилизируемой теплоты газов ГТУ передается в котле непосредственно рабочему телу (свежему пару) паротурбинной установки (ПТУ), более высокая экономия топлива при прочих равных условиях обеспечивается при надстройке блоков сверхкритического давления (СКД) ввиду большего для них КПД паросилового цикла.

При этом определенные преимущества имеет надстройка теплофикационных блоков СКД для ТЭЦ с растущими тепловыми нагрузками. Объясняется это тем, что в части отопительного периода (при полной загрузке отопительных отборов турбин) при газотурбинной надстройке может реализовываться «встроенный» в ПТУ теплофикационный цикл, т. е. увеличиваться максимальная тепловая мощность блока.

Кроме того, при этом появляется возможность снижения температуры уходящих газов после надстроенного котла за счет увеличения расхода конденсата (или сетевой воды) на входе в газоводяной подогреватель (ГВП) низкого давления без увеличения потерь теплоты в цикле ПТУ. В случае надстройки конденсационных блоков возможность снижения температуры уходящих газов является ограниченной, так как рост расхода конденсата через ГВП низкого давления приведет к вытеснению регенеративной выработки электроэнергии на отборах низкого давления паровой турбины и, как следствие, к увеличению расхода пара в конденсатор и потери теплоты в нем.

По указанным причинам, как показали сравнительные расчеты, эффективность реконструкции блока № 6 Минской ТЭЦ-4 по «сбросной» схеме, если будет иметь место прогнозируемый рост тепловых нагрузок этой ТЭЦ, оказывается выше, чем такая же реконструкция блока Минской ТЭЦ-5, и может рассматриваться как вариант наиболее выгодного применения парогазовых технологий в Беларуси.

Эффективность реконструкции конденсационных блоков зависит от их влияния на режимы работы других ТЭС энергосистемы.

Так, реконструкция по «сбросной» схеме двух блоков Березовской ГРЭС, которые должны использоваться (из условий надежности энергосистемы и передачи электроэнергии в Польшу) вне зависимости от режима работы Лукомльской ГРЭС, является достаточно выгодной. Однако реконструкция большего количества блоков Березовской ГРЭС может оказаться не оправданной, если приведет к вытеснению нагрузки Лукомльской ГРЭС.

При реконструкции с применением ПТУ паротурбинных ТЭЦ высокого давления необходимо исключить или минимизировать вытеснение тепловых нагрузок отборов существующих паровых турбин. В противном случае относительная экономия топлива от применения парогазовых технологий будет снижаться на величину  $\Delta \bar{B}_{\text{эк}}^{\text{нт}}$ , определяемую эффектом от теплофикации на реконструируемой ТЭЦ и составляющую для отопительных отборов турбин высокого давления порядка 0,35.

По этой причине при планируемой реконструкции Минской ТЭЦ-3 путем установки вместо оборудования первой очереди УПГУ необходимо рассмотреть возможности расширения зоны теплоснабжения от ТЭЦ и увеличения присоединенных тепловых нагрузок.

Эффективность бинарных теплофикационных УПГУ средней и малой мощности определяется, в первую очередь, числом часов использования установленной тепловой мощности  $h_t$  в году. Для их высокой конкурентоспособности с другими вариантами применения ПГУ необходимо иметь примерно  $h_t \geq 6000$  ч. При этом использование более дешевых УПГУ с противодавленческими паровыми турбинами будет оправдано, если в сезонный провал тепловых нагрузок использовать с номинальной мощностью хотя бы одну из двух устанавливаемых ГТУ.

В целом, выбор паровой турбины (с противодавлением или конденсацией пара) требует тщательного обоснования.

Приведенные выше граничные значения  $h_t$  являются ориентировочными и получены при одинаковом сроке строительства сопоставляемых объектов  $T_{\text{стр}} = 3$  года. Однако в зависимости от срока строительства индекс доходности объектов может изменяться на 15...25 %, т. е. значение  $T_{\text{стр}}$  может существенно сказаться на очередности ввода и сравнительной эффективности различных вариантов применения ПГУ.

В частности, повышается эффективность вариантов ввода теплофикационных УПГУ средней мощности, строительство которых возможно за 1,5...2 года. По сравнению с вариантом ввода мощных конденсационных ПГУ, строительство которых реально потребует 4...5 лет (в особенности с учетом дефицита материальных ресурсов), теплофикационные УПГУ малой мощности будут выгодны уже при числе часов использования их тепловой мощности  $h_t \geq 5000$  ч. Естественно, речь в данном случае идет об УПГУ с паровой турбиной с конденсацией пара, которые могут работать по электрическому графику нагрузок.

Проведенные расчеты показали, что кроме отмеченного выше варианта газотурбинной надстройки блока № 6 Минской ТЭЦ-4 при условии роста ее тепловых нагрузок достаточно выгодными являются варианты реконструкции по «сбросной» схеме блока Минской ТЭЦ-5 и двух блоков Березовской ГРЭС, а также установка УПГУ на Минской ТЭЦ-3 при увеличении ее зоны теплоснабжения и на малых ТЭЦ в крупных городах Беларуси, обеспеченных тепловыми нагрузками, таких как Брестская ТЭЦ, Лидская ТЭЦ и др.

В перспективе следует рассматривать варианты реконструкции Гомельской ТЭЦ-2, а также расширения Минской ТЭЦ-5 крупными УПГУ конденсационного типа.

Приведенная приоритетность применения парогазовых технологий в энергосистеме Беларуси является примерной и может изменяться с учетом удельной стоимости устанавливаемых ГТУ, величина которой для ГТУ, предлагаемых западными фирмами и фирмами Украины (НПО «Машпроект», Николаев) и России, существенно отличается.

Следует также отметить значительное увеличение удельной стоимости ГТУ при уменьшении их мощности. Так, по данным [4], удельная стоимость ГТУ при снижении мощности в два раза возрастает примерно на

30 %. По этой причине, в частности, следует рассматривать в первую очередь возможность газотурбинной надстройки крупных водогрейных котлов (типа КВГМ-180), в особенности если за счет работы их в летний период в утилизационном режиме можно обеспечить высокое число часов использования установленной мощности ГТУ.

Здесь не рассматриваются варианты применения ГТУ малой мощности в промышленности, которые могут быть также достаточно выгодными, особенно если использовать выходные газы ГТУ непосредственно (без установки котлов-утилизаторов) в технологии промышленного производства.

## ВЫВОДЫ

1. При строительстве новых энергоисточников, как правило, должны применяться утилизационные ПГУ как имеющие большую долю мощности газовой части и соответственно КПД.

В то же время при реконструкции действующих ТЭС и котельных эффективным является применение газотурбинных надстроек, в частности по схеме со сбросом газов ГТУ в существующие котлы.

2. Более выгодной является реконструкция по «сбросной» схеме блоков сверхкритического давления, в первую очередь для теплофикационных блоков СКД на ТЭЦ с растущими тепловыми нагрузками.

3. Основным условием эффективного применения теплофикационных УПГУ средней и малой мощности является высокое значение числа часов использования их установленной тепловой мощности  $h_t$  в году. Эффективность таких установок повышается по сравнению с вариантом применения крупных ПГУ, если вследствие дефицита материальных ресурсов возрастает срок строительства последних.

## ЛИТЕРАТУРА

1. П а д а л к о Л. П. Экономические критерии в задачах технического совершенствования и развития энергетики // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений). – 1973. – № 1.

2. Л е в ш и н Н. В. Выбор показателей энергетической эффективности парогазовых ТЭЦ с котлами-утилизаторами // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 3. – С. 84–89.

3. К а ч а н С. А. Структурно-параметрическая оптимизация теплофикационных ПГУ: Дис. ... канд. техн. наук. – Мн., 2000.

4. О л ь х о в с к и й Г. Г. Энергетические газотурбинные установки. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 304 с.