УДК [620.9:621.433](477)

РОМАНОВ В.В., директор по энерг. программам, ГП НПКГ “Зоря”-“Машпроект”, г. Николаев, Украина

ФИЛОНЕНКО А.А., начальник отдела ЦНИОКР “Машпроект”, ГП НПКГ “Зоря”-“Машпроект”, г. Николаев, Украина

ЧОБЕНКО В.Н., ведущий инженер-конструктор ЦНИОКР “Машпроект”, ГП НПКГ “Зоря”-

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ЭФФЕКТИВНЫЙ ПУТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ

Рассмотрены возможности модернизации электроэнергетики Украины на основе использования газотурбинных технологий. Приведены примеры эффективного использования газотурбинных двигателей производства ГП НПКГ “Зоря”-“Машпроект”.

The possibilities of modernisation of electroenergetics of Ukraine based on usage gas turbine technologies iare examined. The examples of effective using of gas turbine engines, produced on ДП НВКГ “Зоря”-

Постановка проблемы и выделение нерешённых задач

На сегодняшний день в энергетике Украины сложилась катастрофическая ситуация: около 90% энергоблоков тепловых электростанций (ТЭС) выработали свой расчетный ресурс – 100 тыс. часов, при этом наработка 51% энергоблоков превысила принятую в мировой энергетической практике границу физического износа – 200 тыс. часов, а в ближайшие 5 лет наработка большинства из них достигнет критического значения – 300 тыс. часов [1]. При этом суммарная мощность ТЭС составляет около 62% общей установленной мощности ОЭС Украины. Ухудшение качества применяемых углей и физический износ оборудования приводят к уменьшению доли электроэнергии, вырабатываемой ТЭС. Так в 2001 году на ТЭС выработано всего 45% электроэнергии, в то время как в 1990 г. доля ТЭС составляла 68%. Затраты топлива на производство электроэнергии на тепловых электростанциях Украины сегодня составляют ~374 г у.т./кВт·ч (коэффициент полезного действия (КПД) – 32,8%) при среднем мировом показателе – 312 г у.т./кВт·ч.

Ситуация усугубляется отсутствием в ОЭС Украины достаточного количества маневренных мощностей для регулирования колебаний нагрузки. Атомные электростанции обеспечивают покрытие базовой части графика нагрузок и при установленной мощности 23,2% вырабатывают более 40% электроэнергии (в 2001 г. – 44%) [2]. Высокоманевренные ГЭС составляют только 9% установленной мощности ОЭС Украины и основная нагрузка по регулированию графика нагрузки отводится ТЭС, что приводит к дополнительному снижению эффективности их работы, повышенному износу оборудования и пережогу топлива из-за частых остановок энергоблоков.

Достройка Ровенской и Хмельницкой АЭС блоками по 1000 МВт и планируемое расширение Хмельницкой АЭС до 4 млн. кВт только усугубит сложившуюся ситуацию с регулированием нагрузок в энергосистеме.

В условиях критического состояния оборудования ТЭС и недостатка маневренных мощностей задача технического перевооружения энергетического комплекса страны должна решаться на основе широкого использования современных газотурбинных технологий. Практика развития энергетических систем ведущих стран мира показывает высокую эффективность применения в энергетике газотурбинных установок (ГТУ). В последние годы в мире наблюдается рост заказов на энергетические ГТУ, и суммарная мощность заказываемых ГТУ превышает таковую для паровых турбин.

Расширение применения ГТУ в мировой энергетике объясняется рядом факторов: повышением эффективности производства электроэнергии с применением газотурбинных технологий, возникновением конкуренции среди производителей электроэнергии, расширением использования природного газа для производства электроэнергии и тепла, и внедрением новых технологий, позволяющих использовать в ГТУ нетрадиционные виды топлива: уголь, бытовые отходы, отходы деревообрабатывающих и сельскохозяйственных предприятий.

К сожалению, в Украине газотурбинные технологии не рассматриваются как реальная альтернатива ТЭС и АЭС, хотя современные ГТУ простого цикла обеспечивают КПД выработки электроэнергии на уровне 34÷36%, что выше среднего уровня КПД ТЭС. Одним из аргументов против использования ГТУ в энергетике является отсутствие в Украине достаточных собственных запасов природного газа, используемого в качестве топлива в газотурбинных установках. Но анализ структуры топливопотребления показывает, что доля природного газа в топливном балансе страны составляет более 40% (41,8%) и приближается к доле угля (52,8%), а отечественная угольная промышленность не может обеспечить энергетику достаточным количеством угля приемлемого качества, что ведет к необходимости его закупок в России и Польше (по оценкам экспертов недостаток угля в энергетике Украины к 2005 г. достигнет 10 млн. т) [3]. Использование природного газа в парогазовых установках, за счет их более высокого КПД, может увеличить выработку электроэнергии 30 ÷ 50% по сравнению с ТЭС.

Изложение основного материала

Украина обладает технологиями создания и производства всех типов газотурбинных двигателей (ГТД): авиационных, судовых и промышленных. Промышленное газотурбостроение не имело достаточного прогресса еще во времена Советского Союза и к настоящему времени экономическая эффективность и надежность эксплуатируемых отечественных промышленных газовых турбин не соответствуют современному мировому уровню.

Для авиационных и судовых ГТД, конвертируемых для применения в энергетике, характерна конструктивная схема со свободной силовой турбиной (СТ) для привода электрогенератора, одно- или двухкаскадный газогенератор (рисунок 1).

Авиационные ГТД имеют высокие технические параметры, но для применения в энергетике они должны быть существенно форсированы и доработаны для обеспечения требуемых в энергетике моторесурсов. Диапазон мощностей конвертированных авиационных ГТД – 1,5 ÷ 25 МВт.

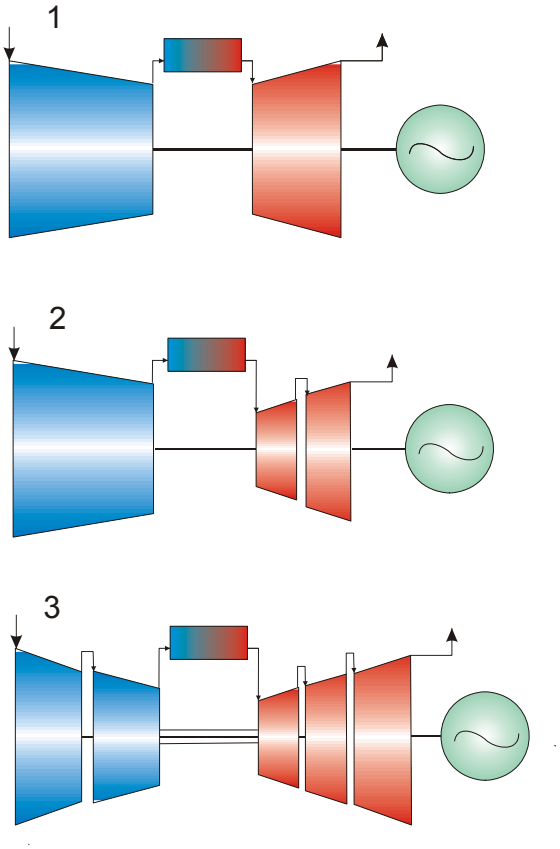

Рисунок 1. Схемы ГТД:
1 – однокаскадный с блокированной СТ;
2 – однокаскадный со свободной СТ;
3 – двухкаскадный со свободной СТ.

Судовые ГТД, представляющие собой промежуточное звено между авиационными и промышленными ГТД, обладают определенными преимуществами промышленных и авиационных двигателей.

Судовые ГТД обеспечивают:

- высокие экономические показатели (КПД в установках простого цикла 30–35%, в ПГУ до 52%, в когенерационных установках коэффициент использования топлива достигает 85%);
- высокую маневренность, малое время запуска и набора полной нагрузки (10–20 мин.);
- меньшее, по сравнению с другими типами электростанций, вредное воздействие на окружающую среду;
- невысокую удельную стоимость 1 кВт установленной мощности (250 ÷ 350 $/кВт для ГТУ простого цикла и 400÷600 $/кВт для парогазовых установок (ПГУ));
- высокую надежность (в 2002 г. наработка на отказ конвертированных судовых ГТД, эксплуатирующихся в составе

газоперекачивающих агрегатов в ОАО “Газпром”, составила 11145 ч, при среднем значении наработки на отказ по всем типам приводов 7039 ч) [4];

- приемлемые для использования в энергетике моторесурсы (наработка отдельных ГТД превышает 30 тыс. ч, а наработка лидера составила 82 тыс. ч. без капитального ремонта);
- диапазон мощностей – 2,5 ÷ 25 МВт.

ГП НПКГ “Зоря”-“Машпроект” в последнее десятилетие активно разрабатывает газотурбинные двигатели промышленного типа для энергетики. Отличительными конструктивными особенностями таких двигателей является двухопорная конструкция ротора ГТД, отсутствие газодинамически обособленной (свободной) газовой турбины генератора, высокая температура газов на выходе из двигателя (до 550 ÷ 570°C) и возможность ее поддержания на режимах частичной нагрузки за счет регулирования расхода воздуха на входе в двигатель.

Применение газотурбинных технологий при техническом перевооружении ОЭС Украины позволит получить максимальную экономическую эффективность использования топлива. Коэффициент полезного действия современных ПГУ, выполненных по традиционной схеме (рисунок 2), составляет 50 ÷ 60%, при стоимости установленного кВт мощности 400 ÷ 600 $. Для сравнения, удельная стоимость паротурбинной ТЭС, имеющей КПД 40 ÷ 42%, составляет 1000 ÷ 1400 $/кВт·ч, а с учетом обеспечения очистки дымовых газов удельная стоимость возрастает еще на 100 ÷ 200 $/кВт·ч [5].

Наряду с высокой экономичностью, ПГУ обеспечивают и высокие экологические характеристики. Установки с камерами “сухого типа” позволяют снизить эмиссию NO_X до 100 мг/нм^3, а при использовании экологического впрыска пара в камеру сгорания ГТД эмиссия может быть снижена до уровня ниже 50 мг/нм^3. При этом сроки ввода в эксплуатацию ПГУ составляют 1 ÷ 3 года.

ГП НПКГ “Зоря”-“Машпроект” создана энергетическая газотурбинная установка промышленного типа ГТЭ-110 номинальной мощностью 110 МВт и КПД 36% (в условиях по ISO 2314). На базе ГТЭ-110 разработаны проекты ПГУ номинальной мощностью 160 и 325 МВт с КПД соответственно 50,2 и 51,5%.

В настоящее время одна ГТЭ-110 находится в опытно-промышленной эксплуатации на Ивановской ГРЭС (Россия) и имеет наработку более 2000 ч. Вторая – вводится в опытно-промышленную эксплуатацию в п. Каборга Николаевской области. На первом этапе планируется использовать ГТД в простом цикле, но в дальнейшем установка будет дооборудована для работы в парогазовом цикле в составе ПГУ-160.

Создание парогазовых установок возможно также при модернизации существующих энергоблоков ТЭС путем надстройки газотурбинными установками для использования выхлопных газов ГТД в качестве окислителя в топках котлов (т.н. “сбросная” схема) (рисунок 3).

Надстройка энергоблока ТЭС ГТУ позволяет увеличить КПД энергоблока на 5 ÷ 7% (абс.). Такая схема с применением ГТД ДГ80 производства ГП НПКГ “Зоря”-“Машпроект” номинальной мощностью 25 МВт реализована на Березовской ГРЭС (Беларусь) при модернизации двух паротурбинных дубль-блоков ПГУ-160. Первый модернизированный дубль-блок введен в эксплуатацию в декабре 2003 г. Применение газотурбинной надстройки позволило увеличить мощность энергоблока со 160 до 215 МВт и КПД с 33,2 до ~39% и имеется резерв для повышения КПД

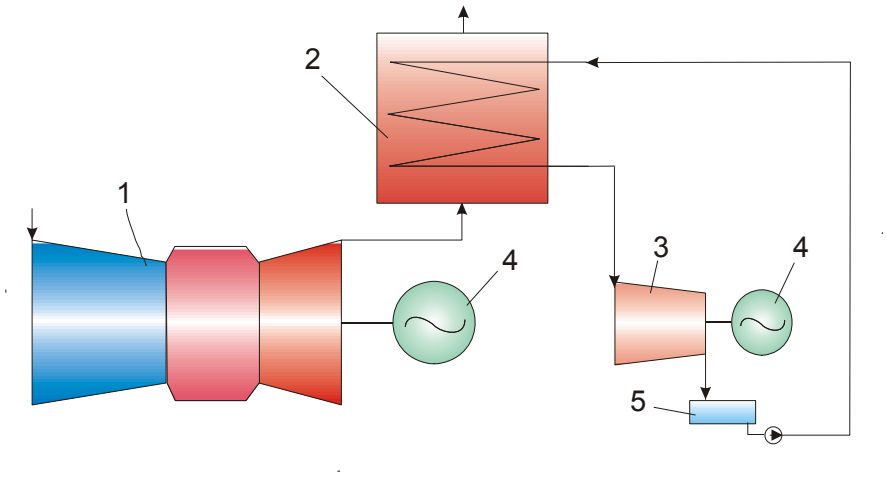

Рисунок 2. Принципиальная схема парогазовой установки:
1 – ГТД; 2 – утилизационный паровой котел; 3 – паровая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – конденсатор

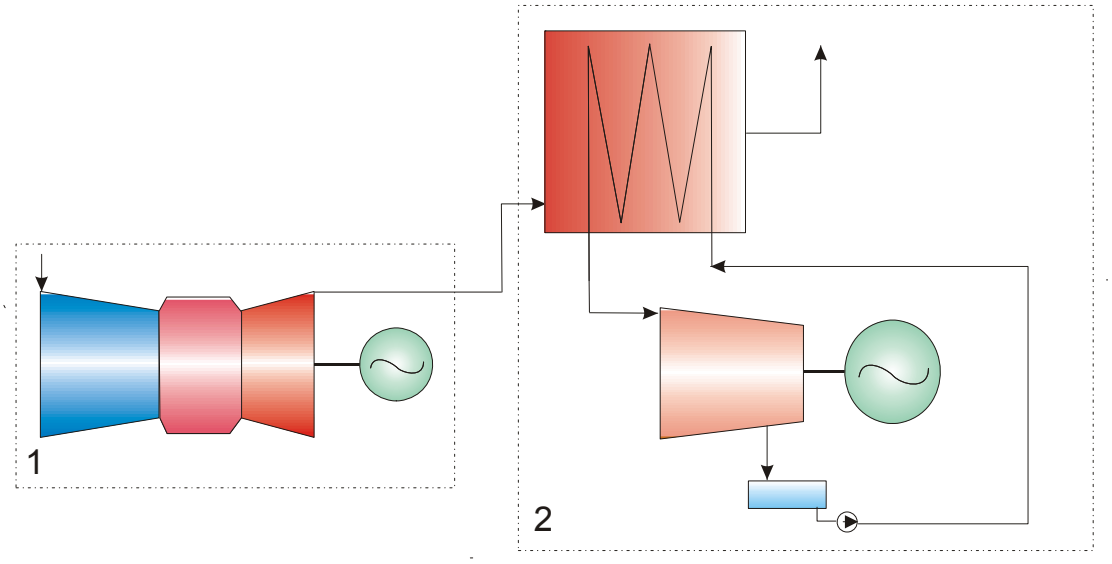

Рисунок 3. Принципиальная схема модернизации энергоблока ТЭС путем надстройки ГТУ: 1 – газотурбинная электростанция; 2 – паротурбинный энергоблок.

до проектного значения 40%.

Использование установки ГТЭ-110 при модернизации паротурбинных энергоблоков мощностью 300 МВт с работой по “сбросной” схеме позволяет повысить мощность энергоблока до 425 МВт и снизить удельный расход топлива на 14% [6].

Характерной особенностью теплоэнергетического комплекса Украины, которая непременно должна учитываться, является высокая степень централизации теплоснабжения. Это позволяет широко использовать наиболее эффективную из газотурбинных технологий – когенерацию (совместную выработку тепла и электроэнергии, которая заключается в утилизации тепла уходящих газов ГТУ для получения тепловой энергии в виде пара или горячей воды) (рисунок 4).

Применение комбинированной выработки электроэнергии и тепла позволяет существенно сократить затраты топлива по сравнению с раздельным производством теплоты и электроэнергии. При этом обеспечивается эффективность использования тепла топлива на уровне 80 ÷ 85%. По оценкам специалистов потенциал рынка когенерационных установок в Украине достигает 5 ÷ 6 ГВт электрической мощности [7]. Совместная выработка тепла и электроэнергии позволяет увеличить прибыль энергопроизводителя на 35 ÷ 50% по сравнению с простым производством тепла в котельной или на 80 ÷ 100% по сравнению с производством

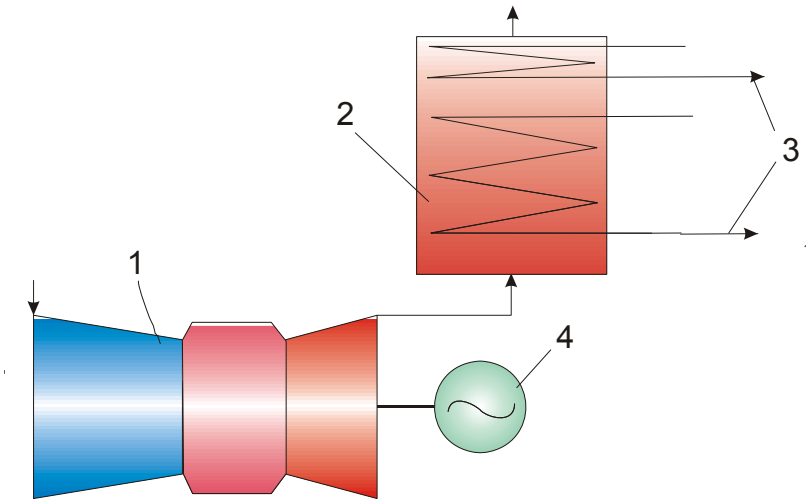

Рисунок 4. Принципиальная схема когенерационной установки: 1 – ГТД; 2 – утилизационный паровой и (или) водогрейный котел; 3 – пар и горячая вода

электроэнергии. Высокая экономическая эффективность когенерационных установок обеспечивает их окупаемость в течение 3 ÷ 4 лет.

Когенерационные установки могут использоваться как на ТЭЦ, так и на предприятиях для обеспечения собственных потребностей в электроэнергии и тепле. Примером такой установки могут служить газотурбинные электростанции, установленные на Мозырьском НПЗ и Рубежанском картонно-тарном комбинате.

Газотурбинная электростанция, установленная на Рубежанском КТК, состоит собственно из ГТД, парового утилизирующего котла с дожиганием топлива и противодавленческой паровой турбины. Установка обеспечивает выработку 21 МВт электроэнергии (15 МВт газовая и 6 МВт паровая турбина) и 30 Гкал/ч тепловой энергии в виде пара для технологических нужд предприятия. Заданные параметры пара и паропроизводительность котла обеспечиваются за счет байпасирования части выхлопных газов ГТД и дополнительного сжигания топлива перед котлом. Себестоимость вырабатываемой установкой электроэнергии составляет ~1,5 цента/кВт·ч, тепловой энергии – 10,7 $/МВт·ч.

Эти же показатели для ГТЭ-15, установленной на Мозырьском НПЗ составляют ~2,5 цента/кВт·ч электроэнергия и 16 $/Гкал тепловая энергии.

Высокая экономическая эффективность применения ГТУ может быть достигнута путем утилизация тепла уходящих газов ГТД в технологических процессах. На Белорусском цементном заводе выхлопные газы газотурбинной электростанции ГТЭ-15Ц используются в технологическом процессе производства цемента, что позволяет повысить общий коэффициент использования тепла топлива до ~80%.

Література

1. Борисов М.А. Реабілітація ТЕС – забезпечення сталої роботи об’єднаної енергосистеми України // Енергетика и электрификация. – 2004.–№3. – стр. 2-9.
2. Бабушкин В.М., Бондаренко Э.А., Черемисин И.М. Современное состояние энергетики ОЭС Украины и проблемы ее развития // Электрические сети и системы. – 2003. – №2. – стр. 3-7.
3. Інформаційно-аналітична доповідь „Електроенергетика України: сучасний стан, проблеми і перспективи”. – К.: Інститут енергетичних досліджень, 1999. – 140 с.
4. Бондаренко А.С., Каллаш В.Л., Литвин А.А. и др. Анализ повышения надежности судовых газовых турбин, применяемых в газовой промышленности // Судовое и энергетической газотурбостроение. Т. 2. – Николаев, 2004. – стр. 327-331.
5. Ковецкий В.М. Техническая, экономическая и экологическая оценка тепловых энергогенерирующих установок // Енергетика и электрификация. – 2004. – №1. – стр. 9-19.
6. Перспективы и проблемы использования ГТУ и ПГУ в российской энергетике // Теплоэнергетика. – 2004. – №1. – стр. 33-43.
7. Сабашук П. Вдвое больше или ничего // ММ. Деньги и технологи. – 2003. – Апрель. – стр. 10-11.