

УДК 621.438

Халатов А.А.<sup>1,2</sup>, Ющенко К.А.<sup>3</sup><sup>1</sup>Институт технической теплофизики НАН Украины<sup>2</sup>Национальный технический университет Украины «КПИ»<sup>3</sup>Институт электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины

## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ТЕПЛОВОЙ И ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ, МЕТАЛЛУРГИИ И ЖКХ УКРАИНЫ

### Часть 1

Дається огляд світових тенденцій в енергетичному газотурбобудуванні а також розглянуто можливі напрямки використання газових турбін в різних галузях промисловості України.

Дается обзор мировых тенденций в энергетическом газотурбостроении и рассмотрены возможные направления использования газовых турбин в различных отраслях промышленности Украины.

The review is given analyzing primary trends in the world power gas turbine engineering. The possible directions of gas turbine application in various industries of Ukraine are also considered.

### Введение

За последние 10 лет потребление электроэнергии в мире возросло более чем на 30 %, а к 2015 г. оно увеличится уже на 75 % по сравнению с 1995 г. Это потребует ввода в строй около 1500 ГВт новых генерирующих мощностей. В среднесрочной перспективе (до 2015 г.) рост потребления электроэнергии в Украине прогнозируется на уровне 3...4 % ежегодно. Таким образом, в ближайшие 10 лет ее потребление может возрасти на 30...40 %. В более далекой перспективе (до 2030 г.) производство электроэнергии в Украине может увеличиться в 2...3 раза по сравнению с 2005 г. (Энергетическая стратегия Украины до 2030 г.).

Сегодня главный вклад в мировое производство электроэнергии дает уголь (40 %). В Китае доля угольных энергоблоков составляет 90 %, в Германии – 50 %, в США – 46 %, в России – 17 % с перспективой ее увеличения до 37 %. И в будущем, несмотря на высокие затраты, связанные с необходимостью серо- и азотоочистки, утилизации двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>) и другими природоохранными мероприятиями, углю будет принадлежать лидерство в производстве электрической энергии, особенно в странах, где уголь является основным энергоносителем. Одна из основных причин преобладания угля над другими видами топлива –

относительно низкая мировая цена, составляющая 150...300 долл. США за тонну.

Основным методом повышения экономичности пылеугольных энергоблоков с факельным сжиганием топлива является повышение термодинамических параметров пара. При увеличении давления пара с 14 МПа до сверхкритических значений (25 МПа) и температуры его перегрева с 540 °С до 580...620 °С коэффициент полезного действия (КПД) энергоблока возрастает на 4...5 %. Переход на более высокие параметры пара (давление 30 МПа, температура 600 °С) позволяет достичь КПД энергоблока на уровне 47...48 %. Дальнейший переход на ультракритическое давление пара, хотя и позволяет обеспечить КПД 50 % и выше, но требует очень больших финансовых затрат, в частности, для освоения производства труб из дорогих сплавов ниобия. Высокая цена, недостаточная надежность и низкая маневренность энергоблоков с ультракритическими параметрами пара являются пока серьезными препятствиями на пути их широкого использования. Кроме того, оптимальная мощность таких энергоблоков достаточно велика и составляет 1000...1100 МВт. Что касается предельных значений цикла, то при современном уровне развития металлургии и технологии изготовления наиболее ответствен-

ных элементов турбины предельно возможные значения параметров пара составляют – по давлению 56 МПа, а по температуре – 760 °С.

Котлы с кипящим слоем и циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), получившие широкое распространение за рубежом (в мире их более 3000), хотя и обладают хорошими экологическими показателями по оксидам азота и серы, но пока не позволяют без дополнительных мероприятий снизить до приемлемых значений концентрацию опасных для здоровья выбросов HF, HCl, Tl и ртути. Кроме того, отходы топок ЦКС при добавке известняка, который применяется для связывания азота, содержат опасные и активные вещества, подлежащие специальному захоронению.

ЦКС не является единственной технологией экологически «чистого» сжигания угля. Среди других «чистых» технологий можно отметить сжигание в факеле с системами серо- и азотоочистки, сжигание в фонтанирующем слое, кипящий слой под давлением, внутрицикловая газификация угля (парогазовые установки на твердом топливе). В стадии исследования находятся схемы с ультрасверхкритическими параметрами пара (700 °С; 37.5 МПа), парогазовые установки с внешней газификацией угля и гибридные установки на основе топливных элементов.

Лидирующая позиция угля в энергетике накладывает на угольные технологии высокие экологические требования. Необходимость решения экологических проблем заставила Евросоюз взять курс на снижение потребления твердого топлива в энергетике. К 2030 г. в Европе планируется почти 50 % электрической энергии вырабатывать за счет использования природного газа в качестве энергоносителя. Именно это решение обусловило рост потребления природного газа в европейских странах в последние годы.

## 1. ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА УКРАИНЫ

**Современное состояние.** На начало 2011 г. суммарная установленная электрическая мощность украинской тепловой энергетике составляла 27,5 млн. кВт. За последние 35 лет в

Украине введен в эксплуатацию блок № 4 циркулирующего кипящего слоя Старобешевской ТЭС (210 МВт) и выполнена глубокая модернизация блока № 8 Змиевской ТЭС с увеличением его мощности до 325 МВт.

По данным Института угольных энерготехнологий (ИУЭ) НАНУ с 1998 г. 3,2 млн. кВт энергетических мощностей в Украине практически не использовались, в 2010 г. 7,93 млн. кВт мощностей не эксплуатировались совсем (8 газомазутных энергоблоков мощностью 300 и 800 МВт и 10 пылеугольных мощностью 150, 200 и 300 МВт). Уровень изношенности основных фондов украинской тепловой энергетике составляет 85...90 %. Широко используется устаревшая технология факельного сжигания пылеугольного топлива с жидким шлакоудалением, которая предъявляет очень жесткие требования к качеству топлива. Низкие маневренные возможности ТЭС ограничивают их эксплуатацию в пиковом и полупиковом режиме, который характерен для энергосистемы Украины.

По экологическим показателям ТЭС Украины оснащены только системой улавливания твердых частиц – электрофилтрами и мокрыми скрубберами, средняя эффективность которых составляет 95 %, и не соответствуют международным требованиям. Для украинских ТЭС показатели по выбросам в атмосферу составляют – 400...3200 мг/н·м<sup>3</sup> (твердые частицы), 600...9000 мг/н·м<sup>3</sup> (диоксид серы) и 400...1600 мг/н·м<sup>3</sup> (оксиды азота). До 2020 г. они должны быть уменьшены – твердые частицы до 300...1600 мг/н·м<sup>3</sup>, SO<sub>x</sub> – до 2000 мг/н·м<sup>3</sup> и NO<sub>x</sub> – до 350...600 мг/н·м<sup>3</sup>, а после 2020 г. – до 30<sup>x</sup> мг/н·м<sup>3</sup>, 200 мг/н·м<sup>3</sup> и 200 мг/н·м<sup>3</sup>, соответственно, что соответствует европейским нормам.

Данные МАГАТЭ свидетельствуют о том, что смертность населения, обусловленная последствиями производства энергии на угольных ТЭС, в 10 раз выше, чем от ТЭС, использующих природный газ.

Практически все блоки ТЭС Украины отработали проектный ресурс (100 тыс. часов). По

данным ИУЭ НАНУ на 01.01.2011 г. 40 энергоблоков мощностью 200 и 300 МВт имеют наработку 200...250 тыс. часов, а 38 энергоблоков такой же мощности – 260...290 тыс. часов. Девять энергоблоков мощностью 200 и 300 МВт наработали по 300...330 тыс. часов, что соответствует запредельному сроку их эксплуатации (блоки Змиевской, Приднепровской, Добротворской ТЭС и др.).

**Реконструкция и модернизация энергоблоков.** В соответствии с данными ИУЭ НАНУ энергоблоки с наработкой более 300 тыс. часов должны быть выведены из эксплуатации. Такие блоки имеют высокую аварийность (более 30 в год), их КПД составляет 30 % и менее, удельные затраты условного топлива превышают 400 г/кВт·час, а КПД котлоагрегата снижен до 78...83 % [1]. Разрешение на дальнейшую эксплуатацию таких энергоблоков уже не дает завод-изготовитель котельного оборудования.

Энергоблоки аналогичной мощности с наработкой 200...250 тыс. часов (40 ед.) могут быть реконструированы, что позволит продлить срок их эксплуатации на 10...20 лет, а блоки с наработкой на уровне 260...290 тыс. часов – модернизированы для продления срока их эксплуатации еще на 3...10 лет. В частности, программа ООО «Востокэнерго», рассчитанная до 2020 г., включает реконструкцию 17 энергоблоков Змиевской, Кураховской и Луганской ТЭС общей мощностью 4162 МВт. Например, все энергоблоки Луганской ТЭС пройдут реконструкцию к 2016 г.

При реконструкции и модернизации пылеугольных ТЭС Украины наряду с продлением их ресурса, большое внимание должно уделяться снижению выбросов в атмосферу до уровня европейских норм. Создание и введение в эксплуатацию системы сероочистки стоит не менее 100 долл. США за 1 кВт установленной мощности (обычно до 30 % от стоимости реконструкции электростанции). Например, после реконструкции Кураховской ТЭС степень очистки уходящих газов составит 50 мг/н·м<sup>3</sup> – от пыли; 400 мг/н·м<sup>3</sup> – от SO<sub>2</sub> и 400 мг/н·м<sup>3</sup> – от NO<sub>x</sub>, что соответствует европейским нормам.

Оценки показывают, что удельная стоимость реконструкции блоков мощностью 200 МВт с учетом мероприятий экологического плана и внедрения современных технологических решений составляет от 400 до 600 долл. США за 1 кВт установленной мощности. Таким образом, на проведение реконструкции 40 энергоблоков ТЭС Украины необходимо затратить около 6,0 млрд. долл. США. Модернизация 38 пылеугольных энергоблоков потребует еще около 2,5 млрд. долл. США. Таким образом, суммарные затраты на реконструкцию и модернизацию 78 блоков ТЭС Украины мощностью 200 и 300 МВт составят не менее 8,5 млрд. долл. США в течение 10...15 лет.

**Новые энергоблоки.** Наряду с реконструкцией и модернизацией в последующие 20 лет Украина планирует начать строительство пылеугольных энергоблоков сверхкритического давления единичной мощностью 660 МВт и суммарной мощностью от 6 до 18 млн. кВт. Для сведения, Россия запланировала в 2006...2020 г.г. ввод в эксплуатацию 16 млн. кВт новых мощностей с пылеугольными блоками, в Китае только в 2006 г. были введены в эксплуатацию более 100 млн. кВт новых генерирующих мощностей (включая гидроэлектростанции).

Как следует из таблицы 1.1, для перспективных пылеугольных станций с глубокой очисткой дымовых газов и утилизацией CO<sub>2</sub> стоимость 1 кВт установленной мощности в 2015...2020 г.г. составит около 2500 долл. США с тенденцией незначительного снижения в последующие 10 лет. При этом КПД таких «экологических» блоков составит только 33...39 %. Что касается пылеугольных ТЭС без систем утилизации CO<sub>2</sub>, то их стоимость (1400...1500 долл. США за 1 кВт установленной мощности) будет сохраняться практически неизменной в 2015...2030 г.г. По зарубежным данным себестоимость производства электроэнергии для угольных технологий на сверхкритических параметрах пара составляет 6,1 цента США, при этом стоимость капитальных затрат в цене электричества – 48 %.

Что касается энергоблоков с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), то их стоимость составляет 1500...1800 долл. США за 1 кВт установленной мощности, при этом КПД энергоблоков мощностью 200...250 МВт находится в пределах 37...39 %. Выбросы в атмосферу, хотя и находятся в рамках европейских норм, но все-таки остаются достаточно высокими с точки зрения воздействия на окружающую среду ( $\text{NO}_x$  – до 200 мг/н·м<sup>3</sup>;  $\text{SO}_x$  – до 300 мг/н·м<sup>3</sup>;  $\text{CO}$  – до 100 мг/н·м<sup>3</sup>). Положительным качеством энергоблоков с ЦКШ является возможность использования низкокалорийных топлив – шламов и отходов углеобогащения, которых скопилось в Украине большое количество.

Таким образом, планируемая постройка до 2030 г. серии новых пылеугольных энергоблоков на сверхкритических параметрах пара суммарной мощностью от 6 до 18 млн. кВт потребует больших капитальных затрат – от 15 до 45 млрд. долл. США. В целом, реконструкция и модернизация 78 блоков, а также строительство новых энергоблоков (в среднем – 12 млн. кВт) потребуют почти 40 млрд. долл. США в течение 15...20 лет, или по 2 млрд. долл. США ежегодно.

## 2. ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ: МИРОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

Как указывалось выше, к 2030 г. в Европе почти 50 % электрической энергии планируется вырабатывать за счет природного газа,

т.е. за счет широкого использования газотурбинных технологий. Уже сегодня с использованием ГТУ и ПГУ в мире вырабатывается более 20 % электроэнергии, в США к 2020 г. около 40 % электроэнергии будет производиться за счет ГТУ и ПГУ. В развитых странах удельный вес использования ГТУ для покрытия пиковых ( $P_{\text{max.}} - P_{\text{cp.}}$ ) и полупиковых ( $P_{\text{cp.}} - P_{\text{min.}}$ ) нагрузок уже достиг 30% мощностей. До 70 % прироста новых электрогенерирующих мощностей в мире происходит за счет газотурбинных установок простого цикла (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок.

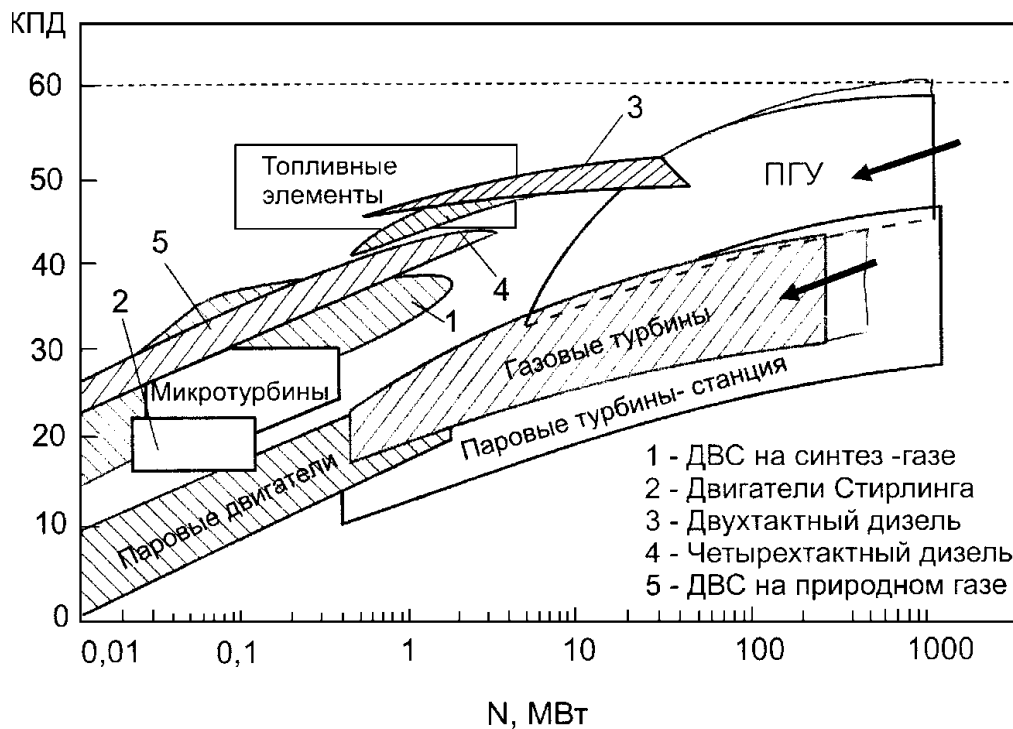
Четыре основных качества определили высокую конкурентоспособность газовых турбин на мировом рынке энергетики: 1. Высокая степень конструктивного совершенства. 2. Большая мощность, высокая экономичность и маневренность. 3. Наилучшие показатели КПД – мощность среди всех типов тепловых машин (рис. 2.1) и мощность в единице объема. 4. Малый срок ввода в эксплуатацию, низкая удельная стоимость, развитая сеть сервиса.

Газотурбинные установки могут работать на различных видах топлива (газ, жидкое и твердое топливо, синтез-газ, др.), имеют хорошие экологические показатели. Одним из важных эксплуатационных качеств газовых турбин является высокая маневренность – быстрый старт и набор мощности в течение 10...20 минут, возможность работы в базовом режиме, при покрытии пиковых и полупиковых нагрузок с минимальными потерями в

Таблица 1.1. Стоимость угольных ТЭС (Рыжков А.Ф. и др. [4])

ТЭС	2015 - 2020		2020 - 2025		2025 - 2030	
	КПД, %	УКЗ, евро/кВт	КПД, %	УКЗ, евро/кВт	КПД, %	УКЗ, евро/кВт
Пылеугольные ТЭС без систем CCS	47	1125	47	1070	49	1015
Угольные ПГУ IGCC/CCS	35	1675	37	1510	39	1360
Пылеугольные ТЭС с системой CCS	33	1750	35	1630	37	1520

*Примечание:* УКЗ – удельные кап. затраты; IGSS – ПГУ с внутрицикловой газификацией угля; CCS – системы улавливания и хранения углекислого газа (1 Евро = 1,45 \$ на момент составления).



**Рис. 2.1. Коэффициент полезного действия и электрическая мощность тепловых машин различного типа.**

КПД. Газовые турбины не требуют больших площадей для их размещения, срок их ввода в эксплуатацию составляет 2...3 года, удельная стоимость капитальных затрат на строительство газотурбинных электростанций в среднем составляет 800 долл. США за 1 киловатт установленной мощности, окупаемость вложенных инвестиций – 2...3 года.

Сегодня основными лидерами мирового рынка мощных газовых турбин являются фирмы «General Electric», «Westinghouse Electric» (США), АВВ и Alstom (Швейцария), «Siemens» (Германия), «Mitsubishi» (Япония). Резкое увеличение заказов на ГТУ для энергетики произошло, начиная с 80 – 90-х г.г. XX в., когда на энергетический рынок вышли мощные (250...300 МВт) высокотемпературные и экономичные (КПД 35...37%) газовые турбины простого цикла с очень низкими выбросами вредных продуктов в атмосферу. Именно высокие технико-экономические и экологические показатели ГТУ предопределили

существенное расширение их производства и конкуренцию с пылеугольными энергоблоками.

Уже в 1997 г. объем заказов на ГТУ и ПГУ существенно приблизился к объему заказов на традиционные паротурбинные блоки, а в 2006 г. составил уже 77 % от объема заказов на паротурбинные электростанции (рис. 2.2). Анализ мирового рынка показывает, что в период с 2010 по 2019 г.г. в мире будут выпущены более 11480 газовых турбин простого цикла (рис. 2.3), а затраты на их производство составят 138 млрд. долл. США, т.е. в среднем около 14 млрд. долл. США ежегодно. Причем в классе мощных газовых турбин (более 180 МВт) эти затраты превысят 40 %.

Создание мощных газовых турбин простого цикла с высокой температурой продуктов сгорания на выходе (550...630 °С) способствовало быстрому развитию парогазовых установок (рис. 2.4) большой мощности и экономичности (рис. 2.5). Высокая маневрен-

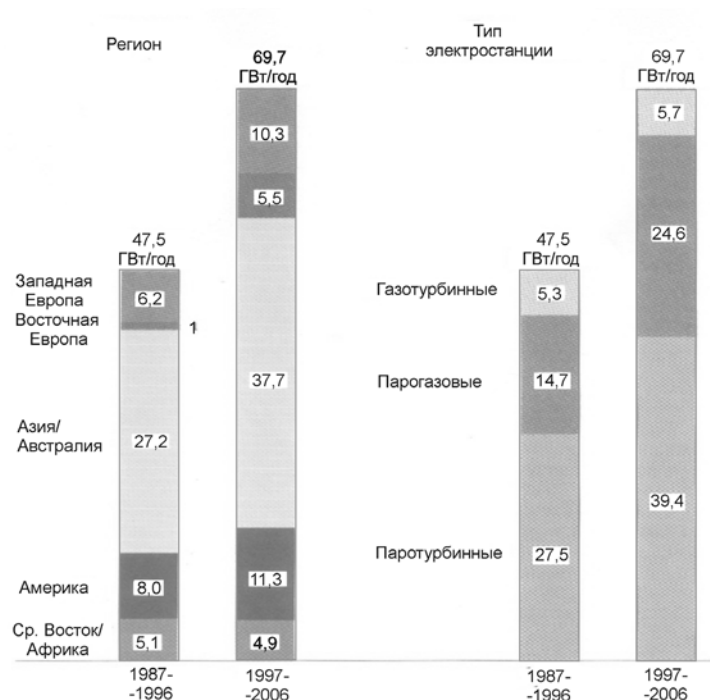


Рис. 2.2. Объемы заказов на сооружение электростанций на органическом топливе в 1997-2006 г.г. [8].

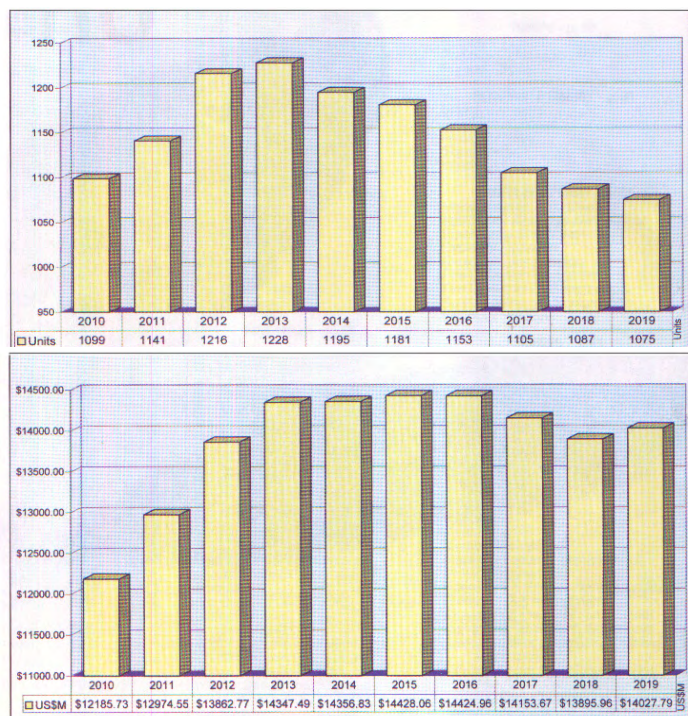


Рис. 2.3. Мировое производство газовых турбин простого цикла в 2010-2019 г.г. и затраты на их производство.

ность ПГУ обеспечивается большей долей мощности газового контура (60...70 %), а также высокими параметрами пара.

Термодинамический анализ показывает, что уже при температуре газа перед турбиной 870...920 °С КПД ПГУ (43...47 %) соответствует КПД лучших паротурбинных установок, работающих при сверхкритических параметрах пара ( $P = 30$  МПа,  $T = 600...620$  °С), а при температуре выше 1100 °С ПГУ с пассивным котлом-утилизатором является наиболее экономичным на сегодня типом тепловых машин. В настоящее время за рубежом разрабатывается четвертое поколение ПГУ с температурой газа перед турбиной на уровне 1500...1600 °С и КПД = 62...65 %.

ПГУ характеризуется высоким коэффициентом использования топлива (до 90 %) – в современных ПГУ из 1 м<sup>3</sup> природного газа можно получить до 4...5 кВт·час электрической и 3...4 кВт·час тепловой энергии (в эквиваленте). Они характеризуются низким уровнем вредных выбросов в атмосферу (NO<sub>x</sub> – менее 50 ppm, СО – менее 20 ppm), что в 2...5 раз меньше, чем у лучших пылеугольных электростанций, соответствующих европейским нормам выбросов. Например, при одинаковой электрической мощности в ГТУ SGT5-800H мощностью 375 МВт выбросы

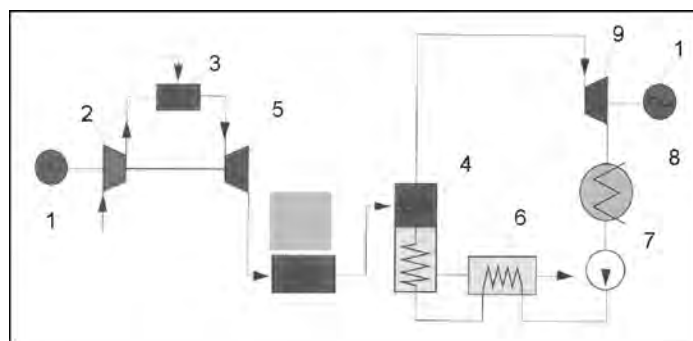


Рис. 2.4. Классическая парогазовая установка [8]: 1 – электрогенератор; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – низконапорный парогенератор; 5 – ГТУ; 6 – газовойодяной подогреватель; 7 – насос; 8 – конденсатор; 9 – паровая турбина; ----- – топливо.

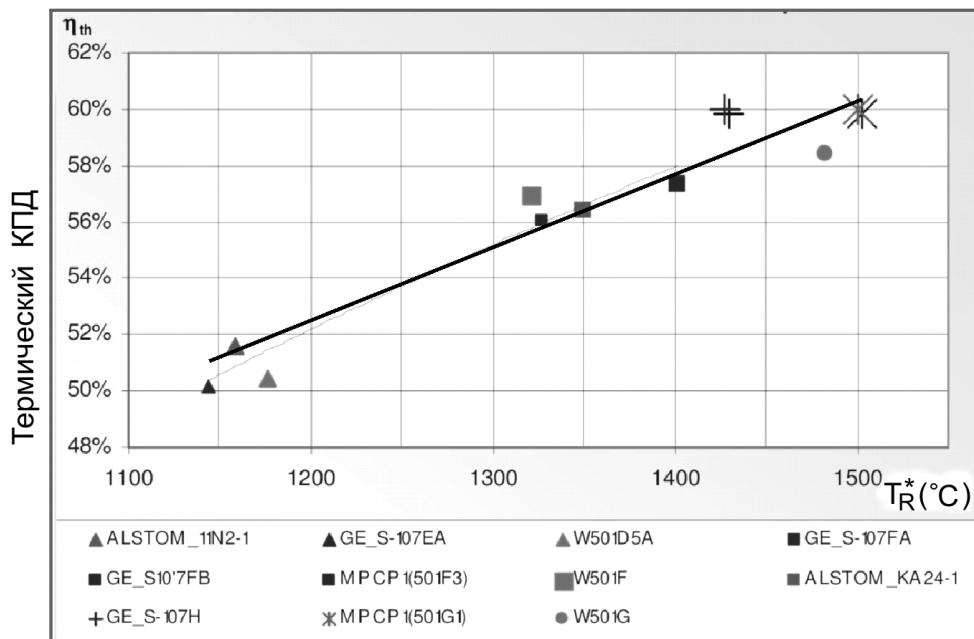
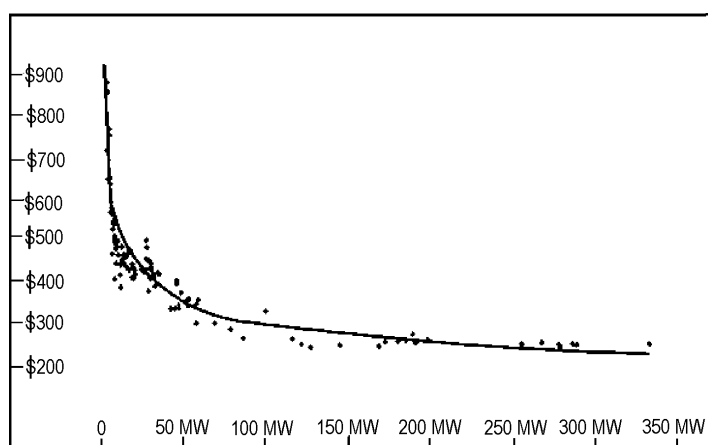


Рис. 2.5. Рост КПД парогазовых турбин ведущих мировых компаний.

CO<sub>2</sub> в атмосферу (4 кг CO<sub>2</sub> на 1 кВт установленной мощности) на 2,3 млн. тонн в год меньше по сравнению с лучшими пылеугольными блоками.

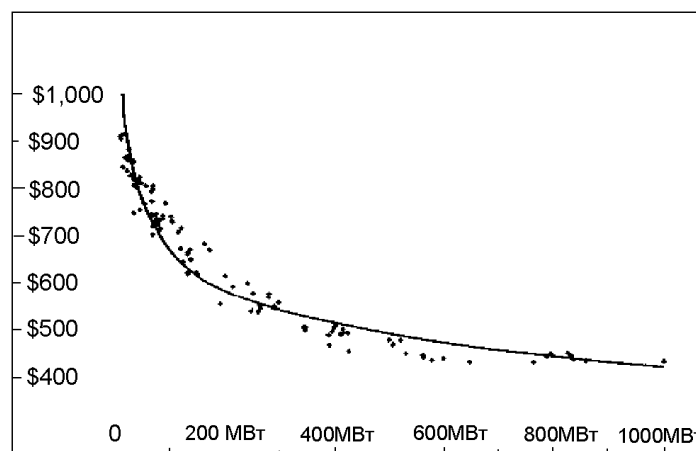
Удельная стоимость газовых турбин простого цикла и парогазовых установок, представленных на мировом рынке, показана на рис. 2.6. Как следует, наиболее востребованные на рынке Украины ПГУ мощностью 100

и 200 МВт имеют стоимость 570...650 долл. США. Учитывая инфляционные процессы, сегодняшняя стоимость ПГУ может оцениваться на уровне 800 долл. США за 1 кВт установленной мощности. Что касается себестоимости электроэнергии, то для ПГУ на природном газе мировая цена сегодня составляет 6,6 цента США за 1 киловатт установленной мощности, что всего на 10 % выше стоимости электроэнергии на пылеугольных станциях.



Мощность установки МВт

а)



б)

Рис. 2.6. Стоимость 1 киловатта установленной мощности газовых турбин простого цикла (а) и парогазовых установок (б).

Немаловажным фактором является высокий уровень автоматизации ГТУ и ПГУ – например, обслуживание ПГУ-ТЭЦ мощностью 280 МВт в г. Дрезден (Германия) осуществляется командой из 80 человек. Несмотря на большую мощность, ПГУ компактны, они занимают малую площадь и могут располагаться непосредственно вблизи потребителя (промышленного предприятия или города), что сокращает затраты на создание линий электропередачи и транспортировку электрической энергии. Например, площадь, занимаемая ПГУ-ТЭЦ мощностью 280 МВт в г. Дрезден, составляет всего 100 x 92 м<sup>2</sup>.

### 3. ИНФРАСТРУКТУРА УКРАИНСКОГО ГАЗОТУРБОСТРОЕНИЯ

Украина входит в десятку ведущих стран мира, обладающих полным циклом проектирования и серийного производства газовых турбин для энергетики, механического привода, судостроения и авиации.

В ГП НПКГ «Зоря»-Машпроект» (Николаев) серийно производятся ГТУ простого цикла мощностью 3...25 МВт, созданы проекты ПГУ мощностью до 70 МВт, совместно с Россией разработана ГТУ мощностью 110 МВт и ПГУ на ее основе мощностью 325 МВт (2 x 162,5 МВт), которая находится в эксплуатации в России. В ближайшей разработке перспективная ГТУ простого цикла мощностью 45/60 МВт, регенеративная ГТУ-16Р мощностью 16 МВт и КПД более 40 % для ГТС Украины. Большой задел имеется в области корабельных ГТУ, где Украина занимает одно из ведущих положений на мировом рынке.

В ГП «Ивченко-Прогресс» (Запорожье) серийно выпускаются газотурбинные двигатели для авиации, газотурбинные электростанции мощностью от 1,0 до 8,0 МВт, в последние годы создан проект ГТД мощностью 12 МВт с КПД = 36 % для ГТС Украины, начат проект двухконтурного ГТД АИ-28 для перспективных модификаций самолетов. В ОАО «Турбоатом» (Харьков) разрабатывается проект ГТУ мощностью 190 МВт и ПГУ на ее основе мощностью 273 МВт.

Рынок украинских ГТУ для энергетики и механического привода охватывает Россию, Иран, Китай, Южную Корею, Казахстан, Узбекистан и другие страны. За пределами Украины установлены и работают более 800 газоперекачивающих агрегатов с украинскими газовыми турбинами различной мощности. Украинские авиационные двигатели поставляются более чем в 20 стран мира. Сегодня основными конкурентами украинских производителей на международном рынке являются «Сименс» (Германия), «Дженерал Электрик», «Пратт-Уитни», «Солар Турбайнс» (все США), «Роллс-Ройс» (Великобритания), «Nuovo Pignone» (Италия) и «Силовые машины» (Россия).

Развитая инфраструктура, высокое качество продукции и сервиса украинского газотурбостроения, большой научно-технический задел позволяют в ближайшей перспективе рассчитывать на сохранение позиций для украинских газовых турбин на внешнем рынке в части энергетики, механического привода для газотранспортной системы, авиации и судостроения. В настоящее время большой интерес представляет более широкое применение высокотехнологичных украинских ГТУ и ПГУ в тепловой энергетике, металлургии, а также в жилищно-коммунальном секторе.

Рассматривая более широкое применение газотурбинных технологий необходимо помнить об их экологических преимуществах. Уровень оксидов серы и азота, образующихся при сжигании угля, даже при использовании современных методов очистки дымовых газов оказывают значительное влияние на рост онкологических заболеваний, а неразрушающиеся соединения бериллия, кадмия, никеля и хрома, даже в малых количествах, способствуют повышенной смертности населения.

Использование природного газа в качестве энергоносителя не является сдерживающим фактором для широкого использования газовых турбин, т.к. экономические и экологические характеристики газотурбинных технологий по некоторым показателям превышают показатели многих энерготехнологий. В ч. 2



рассмотрены некоторые альтернативные энергоносители для газовых турбин.

#### 4. ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ В ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ УКРАИНЫ: ПЕРСПЕКТИВЫ

Для тепловой энергетики Украины большой интерес представляют разработки ГП НПКГ «Зоря»-Машпроект». Прежде всего, это российско-украинская ГТД-110, ПГУ-160 и ПГУ-325 МВт на ее основе (выпускаются в России), серийные ГТУ мощностью 16 и 25 МВт и ПГУ среднего класса мощностью от 22,7 до 70 МВт на их основе (КПД = 45,3...48,5 %). Определенный интерес представляет ГТУ мощностью 190 МВт и ПГУ-273 МВт на ее основе, разрабатываемая ОАО «Турбоатом». Но ее производство сдерживает ограниченная инфраструктура предприятия необходимая для собственного производства большинства компонентов мощных газовых турбин.

В последние годы в мире наметилась тенденция снижения единичной мощности источников энергии (рассредоточенная генерация). Уже в середине 80-х годов прошлого века средняя мощность новых энергоблоков в мире составила 100 МВт и она продолжает снижаться. Маркетинговые исследования, выполненные в НТУУ «КПИ», показали [1], что для Украины наиболее актуальными являются энергоблоки единичной мощностью до 100 и 200 МВт, которые могут располагаться вблизи больших городов или в промышленных районах с повышенным энергопотреблением и высокими требованиями по экологии. Номенклатура украинских ГТУ и ПГУ хорошо удовлетворяет этим требованиям.

Большой потенциал для тепловой энергетики Украины представляет газовая турбина среднего класса ГТЭ-45/60 мощностью 45 и 60 МВт (ГП НПКГ «Зоря»-Машпроект»), которая в ближайшие годы выйдет на рынок, а также ПГУ-85 и ПГУ-170 МВт средней мощности на ее основе. ГТЭ-60 может работать в базовом, пиковом и полупиковом режимах, что определяет ее высокую потребность на энергетическом рынке (только в России она составляет до 100 единиц). Коэффициент ее полез-

ного действия составляет 37 %, а при работе в составе ПГУ-85 (1 ГТУ + 1 ПТ) и ПГУ-170 (2 ГТУ + 1 ПТ) – 52,1 %. Особенно интересно ее использование при модернизации пылеугольных паросиловых блоков в ПГУ путем газотурбинной надстройки. При этом в зависимости от параметров модернизируемых блоков могут быть использованы различные тепловые схемы.

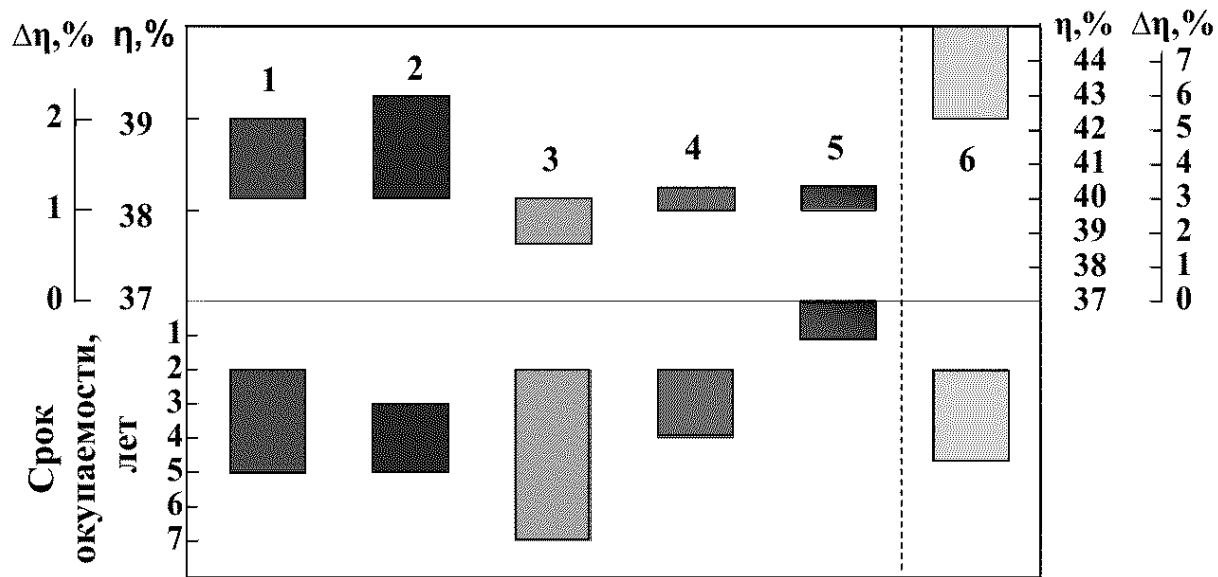
Анализ показывает, что энергомашиностроительный комплекс Украины производит практически все оборудование необходимое для ПГУ такой мощности – турбогенераторы, паровые турбины, котлы-утилизаторы, САУ, тиристорные пусковые устройства и др.

##### 4.1. Ввод новых мощностей

Возможности совершенствования КПД паротурбинных энергоблоков мощностью 200 и 300 МВт практически исчерпаны (рис. 4.1), их дальнейшая реконструкция и модернизация способны продолжить эксплуатацию только на некоторое время. Поэтому в самой ближайшей перспективе встанет вопрос замены мощностей, выводимых из эксплуатации.

Одной из альтернативных энергетических технологий может быть использование газотурбинных технологий. В качестве примера рассмотрим замену 9 пылеугольных блоков общей мощностью 2100 МВт (Доброворская ТЭС – 300 МВт; Змиевская ТЭС – 600 МВт, Приднепровская ТЭС 1200 МВт). Стоимость ПГУ такой же мощности составляет 1,68 млрд. долл. США против 5,25 млрд. долл. США при строительстве пылеугольных блоков сверхкритического давления аналогичной мощности. При этом на 4...5 лет сокращается срок ввода в эксплуатацию, что приносит дополнительную прибыль, улучшается экология, сокращается площадь для размещения энергоблоков и численный состав персонала.

Экономическая составляющая проекта (3,57 млрд. долл. США) соответствует стоимости 8,26 млрд. м<sup>3</sup> газа в ценах 2012 г. (432\$/1000 м<sup>3</sup> газа), что достаточно для работы нескольких ПГУ суммарной мощностью 2100 МВт в течение 2,5...3 лет. Немаловаж-



$\eta$  – КПД (первая цифра – на угле, вторая – на природном газе), %.

$\Delta\eta$  – абсолютное изменение КПД, %; 1 - совершенствование турбины. 2 - совершенствование котла и схемы со снижением температуры уходящих газов. 3 - уменьшение гидравлических потерь в пароводяном тракте. 4 - совершенствование вспомогательного оборудования и систем, снижение расхода на собственные нужды. 5 - повышение температуры перегрева пара. 6 - сумма.

**Рис. 4.1. Возможности совершенствования паротурбинного энергоблока мощностью 300 МВт (данные ВТИ, Россия).**

ным фактором является выигрыш во времени при строительстве газотурбинного энергоблока и экологические характеристики станции. ПГУ удовлетворяет условиям высокой маневренности, что очень важно для энергетики Украины, работающей в условиях ночного «провала» потребления электроэнергии.

Основой для замены отработавших свой срок пылеугольных блоков могут стать ПГУ-85 и ПГУ-170 (2 ГТУ + 1 ПТ). Например, в новой ПГУ-360 в г. Адлер (Россия) используются 2 блока по 180 МВт, каждый из которых включает 2 ГТУ мощностью 65 МВт «Ansaldo Energia» (Италия) и 1 паротурбинную установку (ПТУ). Срок строительства блока ПГУ составил около 2 лет, для его постройки потребовалась малая площадь (около 2 га), обслуживающий персонал составляет около 150 человек на один энергоблок.

**Экономика:** Поскольку себестоимость электрической энергии, произведенной ПГУ и пылеугольными блоками сверхкритического давления различаются незначительно (6,6 и 6,1 цента США, соответственно), т.е. эксплуатационные затраты соизмеримы, то их сравнение по стоимости потребленного газа и стоимости продажи электрической и тепловой энергии будет вполне корректным.

При оценке использована раздельная стоимость электроэнергии и отопления для населения и промышленности в ценах 2012 г. Стоимость природного газа для промышленности и бюджетного сектора Украины с учетом НДС составляет 4687,416 грн. за 1000 м<sup>3</sup> (\$578,7), электроэнергии – 0,298 грн./кВт·час (население) и 0,994 грн./кВт·час (промышленность и бюджетный сектор), тепловой энергии – 333,4 грн./Гкал (население) и 1046,6 грн./Гкал

(промышленность и бюджетный сектор). Цена электроэнергии для населения отражает среднее значение по регионам Украины для потребителей различного типа (до 250 кВт·час в месяц), а для промышленности – среднее значение для потребителей 1 и 2 класса. Цена отопления для населения и промышленности (бюджетной сферы) отражает среднее значение между максимальным и минимальным значением по регионам Украины в 2012 г.

Продажная стоимость электроэнергии в США для промышленности составляет 0,067 долл. США, для населения – 0,11 долл. США, а в странах Евросоюза в среднем в 2 раза больше. Согласно оценкам МЕА и НКРЭ, приведенным в NERA Economic Consulting, в Украине продажная цена электроэнергии для промышленности должна составлять 0,095 долл. США с ростом до 0,102 долл. США в течение следующих 5 лет. Для населения она должна сохраняться постоянной до 2025 г. и равной 0,036 долл. США.

1. 100 % выработанной электрической и тепловой энергии поставляются населению по цене 0,298 грн./кВт·час и 333,4 грн/Гкал, соответственно. Суммарная стоимость проданной электрической и тепловой энергии составит 71,52 млн. долл. США (\$40,65 млн. + \$30,87 млн.), а стоимость природного газа, потребляемого в течение 6500 часов работы – 127,9 млн. долл. США ( $\approx 0,2$  м<sup>3</sup> природного газа на производство 1 кВт·час электрической энергии для ПГУ средней мощности).

Хотя этот вариант с эксплуатационной точки зрения выглядит неэкономичным, однако существенная экономия капитальных затрат (3,57 млрд. долл. США), более ранний ввод энергоблока в эксплуатацию и снижение платежей за выбросы вредных веществ в атмосферу делают его экономически привлекательным.

2. 50 % электроэнергии продается населению (0,298 грн/кВт·час) и 50 % – промышленности (0,994 грн/кВт·час); 50 % тепловой энергии поставляются населению (333,4 грн/Гкал) и 50 % – промышленности (1046,6 грн/Гкал). Суммарная стоимость выработанной энергии составляет 152,0 млн. долл. США (88,1– элек-

тричество; 63,9 – теплота), а цена потребляемого при этом газа – 127,9 млн. долл. США. Вариант выгодный по эксплуатационным затратам.

3. 100 % электричества и теплоты по вышеуказанным ценам продаются промышленности. В этом случае суммарная стоимость произведенной электрической (135,6 млн. долл.) и тепловой энергии (96,9 млн. долл.) составит 232,5 млн. долл. США, а цена потребляемого при этом газа – 127,9 млн. долл. США. Вариант – выгодный по эксплуатационным характеристикам.

Результаты выполненных расчетов представлены в таблице 4.1. Экономия капитальных затрат при постройке ПГУ-170 суммарной мощностью 2000 МВт взамен пылеугольных блоков сверхкритического давления аналогичной мощности составляет 3,57 млрд. долл. США, или 1700 долл. США на 1 кВт установленной мощности. Рассмотренные варианты использования ПГУ-170 в теплоэнергетике Украины являются выгодными как с точки зрения капитальных, так и эксплуатационных затрат. Дополнительную экономию дает более высокий КПД ПГУ, что даст дополнительную экономию при эксплуатации, а также меньший срок ввода в эксплуатацию энергоблоков ПГУ ( $\approx 2$  года).

В соответствии с поручением Президента Украины от 14.04.2011 (№1-1/661) в Украине начата разработка технико-экономического обоснования создания в г. Щелкино (АРК) парогазовой электростанции мощностью 750...800 МВт. Рассматриваются 3 варианта установки двух одновальных моноблоков ПГУ класса 400 МВт производства «Siemens» (Германия), «General Electric Energy» (США), «Mitsubishi HI» (Япония). Каждый блок включает один трехконтурный котел-утилизатор с промежуточным перегревом пара и один паротурбинный блок номинальной мощностью 140...150 МВт.

Работа ПГУ предусматривается, в основном, в конденсационном режиме с выработкой тепловой энергии на уровне 53 Гкал/час, в том числе 43 Гкал/час – для потребителей г. Щелкино. Основным, резервным и аварийным то-

Таблица 4.1. Результаты выполненных расчетов

Варианты	Продажа электроэнергии населению	Продажа электроэнергии промышленности	Стоимость электричества и тепловой энергии	Стоимость природного газа
Вариант 1	100 %	0	71.52 млн. долл. США	127.9 млн. долл. США
Вариант 2	50 %	50 %	152 млн. долл. США	127.9 млн. долл. США
Вариант 3	0	100 %	232.5 млн. долл. США	127.9 млн. долл. США

пливом для ПГУ-ТЭЦ является природный газ. Расчетные капиталовложения в строительство ПГУ-ТЭЦ составляют 1875 млн. долл. США, или 2181 долл. США за 1 кВт установленной мощности. Срок возврата инвестиций по сооружению парогазовой электростанции составляет более 7 лет. Все расчеты выполнены для стоимости природного газа 416,008 долл. США/1000 м<sup>3</sup> (без НДС).

#### 4.2. Пиковые и полупиковые ПГУ (ГТУ)

Украина испытывает недостаток электрической энергии в дневное время и ее избыток в ночное, причем эта разница достигает нескольких сот мегаватт. На рис. 4.2 приводится суточная нагрузка в типовой зимний день 2005 г. по областям Украины. Как следует, наибольшую потребность в электроэнергии испытывают 4 области – Донецкая, Днепропетровская, Запорожская и Луганская, которые потребляют почти 50 % электроэнергии, вырабатываемой в Украине. Среднюю часть графика нагрузок представляют г. Киев, Харьковская и Одесская области, а южные и западные регионы характеризуются невысокой абсолютной потребностью в электрической энергии.

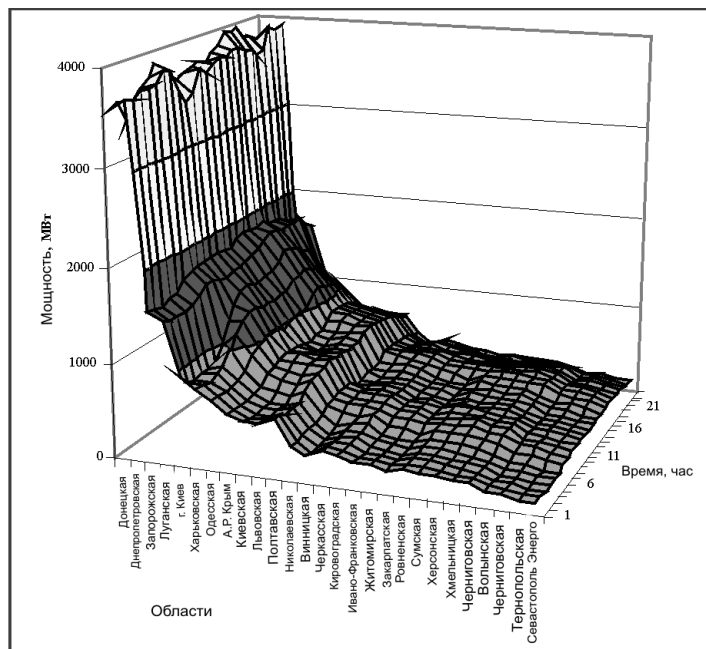
Каждая область Украины имеет свой график суточных нагрузок электрической энергии с максимумами и минимумами в дневное и ночное время. При этом разница между максимальной и минимальной нагрузкой составляет в Киеве – около 800 МВт, в Донецкой обл. – 600 МВт, в Сумской и Тернопольской обл. – 130...140 МВт, а в целом по Украине –

более 6000 МВт (рис. 4.3). Минимальной неравномерностью нагрузки характеризуется Днепропетровская обл., а максимальной – слабо развитые в промышленном отношении Хмельницкая и Тернопольская обл. (рис. 4.4).

Согласно письму Государственной инспекции Украины по надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии от 18.06.2010 № 01/11-2548 в 2009 г. неравномерность потребления электроэнергии в дневное и ночное время в Украине сохранилась. Среднесуточная разница потребления электроэнергии в дневное и ночное время в Украине составила 7167 МВт в декабре 2009 г. и 4270 МВт – в мае 2009 г., т.е. примерно одинакова в зимнее и весеннее время. Таким образом, необходимость установки пиковых и полупиковых мощностей в Украине является реальностью украинской электрической системы.

Рассмотрим случай установки пиковых (до 1250 часов в год) или полупиковых (3000...3200 час. в год) ПГУ (ГТУ) суммарной мощностью 1000 МВт (г. Киев – 360 МВт, Донецкая – 250 МВт, Харьковская – 230 МВт, Днепропетровская обл. – 180 МВт). Наиболее рационально для этой цели использовать газовые турбины средней мощности – ГТУ простого цикла мощностью 30...65 МВт и ПГУ мощностью 40...170 МВт.

Суммарная стоимость капитальных затрат составит около 0,8 млрд. долл. США (800 долл. США за 1 кВт у. м.) против 2,5 млрд. долл. США при постройке пылеугольных блоков сверхкри-



**Рис. 4.2. Распределение электрической мощности по времени суток для Украины в типовой зимний день [7].**

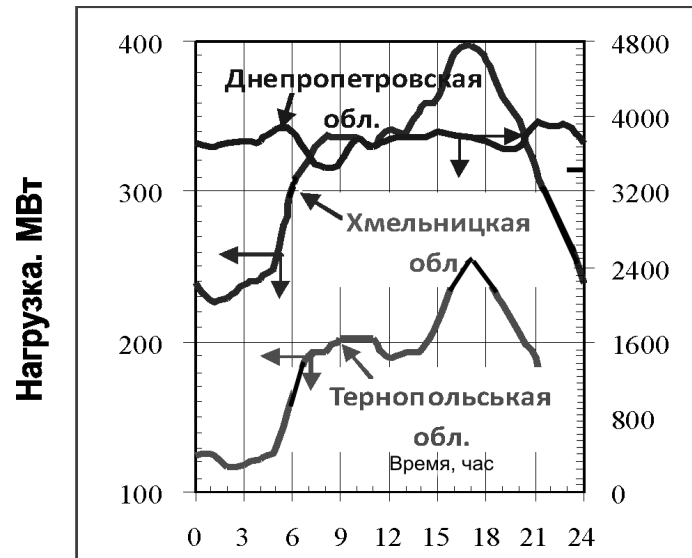
тического давления аналогичной мощности. Экономическая составляющая только от строительства ПГУ (или ГТУ) составляет 1,7 млрд. долл. США и может в течение длительного времени покрывать затраты на покупку природного газа. Срок строительства ПГУ среднего класса составляет 2 года, что дает дополнительный экономический эффект за счет быстрого ввода ПГУ в эксплуатацию.

Выполним анализ возможности использования парогазовых установок средней мощности для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок.

Суммарная стоимость капитальных затрат составит около 0,8 млрд. долл. США (800 долл. США за 1 кВт у. м.) против 2,5 млрд. долл. США при постройке пылеугольных блоков сверхкритического давления аналогичной мощности. Экономическая составляющая только от строительства ПГУ (или ГТУ) составляет 1,7 млрд. долл. США и может в течение длительного времени покрывать затраты на покупку природного газа. Срок строительства ПГУ среднего класса составляет 2 года, что дает дополнительный экономический эффект за счет быстрого ввода



**Рис. 4.3. Распределение электрической мощности по времени суток для Украины и Днепропетровской обл. [7].**



**Рис. 4.4. Распределение электрической мощности по времени суток для некоторых областей Украины [7].**

ПГУ в эксплуатацию.

Выполним анализ возможности использования парогазовых установок средней мощности для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок.

**Пример 1.** Три пиковые ПГУ-85, установленные на одной площадке, что характерно для Донецкой обл., используются в утреннее и дневное время для покрытия пиковых нагрузок по электричеству промышленностью в утреннее время (8 – 11) и населением – в вечернее время (20 – 22). Среднегодовая нагрузка 1250 часов – 500 часов для населения и 750 часов для промышленности. Произведенная электроэнергия составит 318 млн. кВт·часов, а общая стоимость продажи для населения и промышленности составит 28,1 млн. долл. США. Стоимость произведенной при этом тепловой энергии для населения составит около 8,9 млн. долл. США. Суммарная стоимость продажи электрической и тепловой энергии составляет 37 млн. долл. США, что превышает стоимость использованного природного газа (36,8 млн. долл. США). Этот вариант экономически выгодный как по капитальным затратам (434 млн. грн.), так и экономическим показателям.

**Пример 2.** Три ПГУ-85, установленные на одной площадке, работают в полупиковом режиме – 7...8 часов утра для населения, 11...20 часов для промышленности и 22...23 часов для населения. Среднегодовая нагрузка каждой ПГУ – 3250 часов, из них 590 часов для населения и 2660 часов для промышленности. Такая потребность соответствует нескольким областям Украины, например Одесской области. Ежегодная стоимость продажи электричества составит 88,8 млн. долл. США, а теплоты (населению) – 23 млн. долл. США. Суммарная стоимость продажи электричества и теплоты – 111,8 млн. долл. США, что более чем на 16 % превышает стоимость потребляемого при этом газа (96 млн. долл. США). В данном случае использование парогазовых установок для покрытия полупиковых нагрузок является выгодным как по капитальным затратам (434 млн. долл. США), так и экономическим показателям.

Таким образом, использование ПГУ для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок является целесообразным как по капитальным, так и по эксплуатационным затратам.

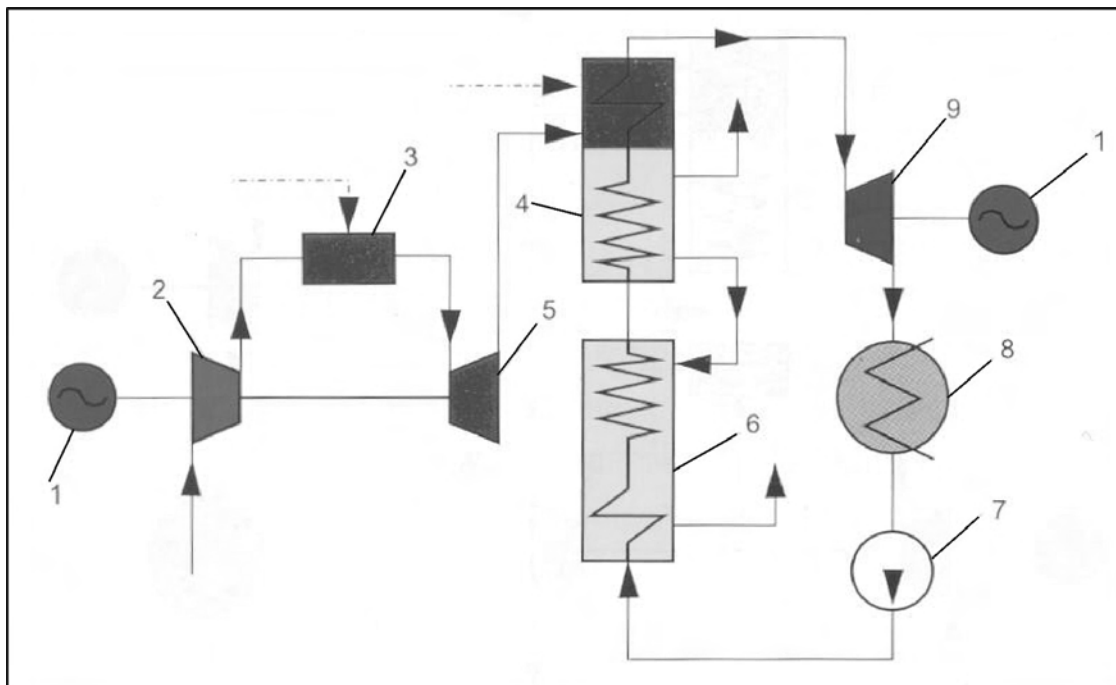
### 4.3. Газотурбинная надстройка

Модернизация старых паротурбинных блоков за счет газотурбинной надстройки (рис. 4.5, сброс продуктов сгорания ГТУ в низконапорный котел) широко используется в мировой тепловой энергетике [2 – 4], что на 8...10 лет увеличивается ресурс и может служить альтернативой модернизации и реконструкции пылеугольных блоков.

В результате улучшаются КПД, маневренные и экологические характеристики электростанции. ГТУ-надстройка имеет много преимуществ по сравнению с сооружением новой паротурбинной станции или ее реконструкцией. К ним относятся наличие готовой площадки и высоковольтных линий, меньший объем строительных работ, малый срок ввода в эксплуатацию (2...3 года), низкие удельные инвестиционные затраты за счет максимального использования существующего оборудования. Наличие в Украине газопроводов высокого давления снимает вопрос использования газокompрессорной установки для повышения давления газа до 1,5...2,0 МПа на входе в камеру сгорания газовой турбины.

По сравнению со всеми другими вариантами реконструкции ТЭС Украины газотурбинная надстройка является наиболее оптимальным решением для угольных и газомазутных энергоблоков мощностью 200 и 300 МВт. Для газотурбинной надстройки к украинским пылеугольным блокам мощностью 200 и 300 МВт могут быть использованы серийная украинская ГТУ-25 МВт и ГТЭ-60 МВт (ГП НПКГ «Зоря»-Машпроект).

Украина имеет достаточный опыт работы в этом направлении. Примером успешного применения газотурбинной надстройки является использование двух газотурбинных установок ГТУ-25 МВт (ГП НПКГ «Зоря»-Машпроект) при реконструкции паротурбинного блока ПТУ-160 МВт Березовской ГРЭС (Белоруссия) и его преобразование в ПГУ-215 МВт. При реконструкции двух паротурбинных блоков их суммарная мощность возросла с 320 до 430 МВт. При этом КПД блока увеличился до



**Рис. 4.5. Схема газотурбинной надстройки пылеугольных энергоблоков на докритических параметрах пара [8]: 1 – электрогенератор; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – низконапорный парогенератор; 5 – ГТУ; 6 – газовойодяной подогреватель; 7 – насос; 8 – конденсатор; 9 – паровая турбина; ----- – топливо.**

39...40 %, расход газа возрос только на 5 %, а удельный расход газа уменьшился на 15 % в расчете на 1 кВт·час электроэнергии. Расчетный срок эксплуатации станции увеличился на 20 лет.

Стоимость модернизации энергоблока в ценах 2003 г. составила 34 млн. долл. США, или около 100 долл. США в расчете на 1 кВт мощности. Это ниже, чем при реконструкции и модернизации украинских ТЭС, которая проводится в настоящее время (400...600 долл. США).

По литературным данным [4] при газотурбинной надстройке оптимальное отношение электрических мощностей ГТУ и ПГУ находится в пределах 15...30 %. При использовании двух ГТУ-25 или одной ГТЭ-60 для газотурбинной надстройки украинских блоков 200 и 300 МВт это отношение находится в оптимальных пределах. Ограничением для данной схемы является суммарный расход через паровой котел, который не должен превышать проектного значения более чем на 50 %.

В ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект» разработано технико-коммерческое предложение на создание ПГУ-220 путем надстройки ГТЭ-60 к существующему паросиловому блоку 150 МВт Приднепровской ТЭС [5]. После реконструкции блок может работать как в режиме ПГУ, так и в режиме паросиловой установки. Электрический КПД при «подтопе» природным газом увеличится с 31,6 % до 44,5 %, а при «подтопе» угольной пылью – от 31,1 % до 43,8 %. Удельный расход условного топлива при «подтопе» природным газом уменьшится с 387,4 до 275,6 г/кВт·час, а при «подтопе» угольной пылью – от 394,1 до 280,4 г/кВт·час. Это превышает характеристики пылеугольных котлов Украины после модернизации и реконструкции.

При реконструкции котлов ТПП-312, широко распространенных в тепловой энергетике Украины, может быть использована газотурбинная надстройка в сочетании со стадийным сжиганием топлива. В этом случае в нижней

части топки угольная пыль сжигается с избытком воздуха (1,05...0,95), что ниже проектного значения. Выше основных горелок подается природный газ в количестве 2,9 кг/с, а в верхнюю часть топки (зону догорания) в качестве третичного воздуха подаются продукты сгорания газовой турбины в количестве до 140 кг/с, что обеспечит полное сгорание топлива.

Результаты испытаний на Ладыжинской ТЭС показали снижение выбросов окислов азота на 40...50 %. Рассмотренный вариант использования выхлопных газов ГТУ позволяет упростить решение задачи продления ресурса и надежной работы паросилового оборудования энергоблока (на 50 тыс. часов и более), особенно после 170 тыс. эксплуатации, снизить выбросы двуоксида углерода на 10...15 % и на 1...2 % увеличить КПД котла.

Расчеты показывают, что при использовании в качестве газотурбинной надстройки ГТУ V94.2 компании «Siemens» (Германия) электрическая мощность блока увеличится с 260...270 МВт до 390...430 МВт, а КПД энергоблока возрастет до 43...45 %. При затратах на уровне 265...275 долл. США за 1 киловатт установленной мощности, срок окупаемости составляет 6...8 лет.

#### 4.3.1. Газомазутные котлы

Фирма «Siemens» (Германия) разработала предложение по газотурбинной надстройке к газомазутным блокам Украины мощностью 800 МВт, которые простаивают в течение многих лет и могут стать непригодными для эксплуатации в самое ближайшее время. Для блоков Запорожской и Углегорской ТЭС (800 МВт) использование в качестве надстройки ГТУ-150 МВт позволяет достигнуть КПД = 45 %, что на 8...10 % выше, чем у самого экономичного паротурбинного блока. При мощности 920 МВт за счет высокого КПД дополнительная мощность 120 МВт будет получена без дополнительных затрат топлива, что эквивалентно 660 млн. кВт·часов электроэнергии при годовой нагрузке в 5500 часов (более 80 млн. долл. США).

Расчеты показывают, что при надстройке энергоблоков 800 МВт четырьмя газотурбинными установками ГТЭ-60 производства ГП НПКГ «Зоря»-Машпроект» мощность энергоблока увеличится на 29 %, а КПД возрастет с 41 до 47 %.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Теплова енергетика*. Нові виклики часу. Зб. статей за загальною редакцією П. Омеляновського та Й. Мисака. // Львів: Вид. НВФ «Українські технології». – 2009. – 658 с.
2. *Клименко В.Н., Мазур А.И., Сабашук П.П.* Когенерационные системы с тепловыми двигателями. Справочное пособие. Часть 1. Общие вопросы когенерационных технологий // К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины. – 2008. – 559 с.
3. *Клименко В.Н., Мазур А.И., Сигал А.И.* Когенерационные системы с тепловыми двигателями. Справочное пособие. Часть 2. Газотурбинные когенерационные технологии // К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины. – 2011. – 791 с.
4. *Актуальные проблемы теплоэнергетики*. Материалы III Международной научно-практической конференции. 21-23 ноября 2007 г. // Екатеринбург: Изд. ООО «ИРА УТК». – 2007. – 450 с.
5. <http://www.zorya.com.ua>. <http://ivchenko-progress.com/welcome.do>
6. *Борисенко А.В.* Перспективные технологии генерации для ТЭС Украины // Энергетика и электрификация. – 2001. – № 2. – С. 2-7.
7. *Долінський А.А., Тимченко М.П., Халатов А.А., Меженний С.Я., та інші.* Сучасний стан і основні напрямки застосування електричної енергії для теплопостачання в Україні // Вид. ФОР «Купріянова О.О.». – 2007. – 251 с.
8. *«Энергетика: история, настоящее и будущее»*. Т. 3 Развитие тепловой и атомной энергии. – 2008. // Киев: Изд. ООО «Редакция издания «Энергетика, настоящее и будущее». – 2008. – 528 с.

Получено 29.10.2012 г.