

## Секция 4. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

УДК 621.438 + 621.311.22

### ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Гумашевский В.П., Бурый Ю.Э.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

В последнее десятилетие в энергетике Беларуси начали применять газотурбинные и парогазовые установки. Хотя опыт освоения парогазовых технологий в Беларуси не вполне удачен, в условиях преимущественного использования газового топлива именно такие установки обеспечивают наибольшую эффективность топливоиспользования при сравнительно меньших капитальных вложениях и более высоких экологических характеристиках [1–4].

Ведущими зарубежными фирмами разработаны мощные и экономичные ГТУ для прямого привода электрогенераторов: максимальная единичная мощность установок достигла к настоящему времени 300 МВт; КПД при автономной работе – 36–38 %, а в многовальных ГТУ, созданных на базе авиационных двигателей с высокими степенями повышения давления, приближается к 40 %. Осваиваются начальные температуры газов 1 300–1 500 °С и степени повышения давления в компрессоре до 20–30.

Таким образом, экономичность современных одноцелевых ГТУ практически достигает экономичности традиционных паротурбинных установок (таблица 1).

Таблица 1. Параметры работы ГТУ зарубежных производителей в условиях ISO 2314\*

Марка ГТУ	Производитель	Мощность**, МВт	КПД, %	Расход газов, кг/с	Температура газов, °С
SGT5-4000F	Siemens	265	38,5	645	581
GT26	Alstom	265	38,2	561,6	640
PG9351(FA)	GE	255,6	36,5	624	609
701F	Mitsubishi	270,3	38,23	651	585,8

Примечание: \* – Данные из доклада М.А. Короткова (каф. «ТЭС» ИГЭУ), Иваново, 2007 год;

\*\* – Мощность ГТУ представлена по данным 2006 года

Большая часть ГТУ мощностью менее 25–30 МВт создана на базе или по типу авиационных или судовых газотурбинных двигателей.

При мощности более 50 МВт ГТУ проектируются специально для электростанций и выполняются одновальными, с умеренными степенями повышения давления и достаточно высокой температурой отработавших газов, что позволяет с большей эффективностью использовать их теплоту. Для уменьшения размеров и стоимости и повышения экономичности ГТУ мощностью 50–80 МВт выполняют высокооборотными с приводом электрического генератора через редуктор.

Разработаны ГТУ с промежуточным подводом теплоты в дополнительной кольцевой камере сгорания. Конструктивное исполнение камеры сгорания не существенно усложняет конструкцию и эксплуатацию установки, однако приводит к значительному повышению ее экономичности и температуры уходящих газов.

Основным охладителем в ГТУ является цикловой воздух, который отбирается за соответствующими ступенями компрессора и, нагретый в охлаждаемых деталях, сбрасывается в проточную часть. Разрабатываются системы парового и водяного охлаждения, позволяющие еще более повысить показатели работы установок.

В ГТУ освоено «малотоксичное» сжигание газового топлива. При работе на предварительно подготовленной гомогенной смеси газа с воздухом при больших избытках воздуха ( $\alpha \approx 2$ ) и сравнительно невысокой (1 500–1 550 °С) температурой факела образование  $\text{NO}_x$  удается ограничить 20–50 мг/м<sup>3</sup> (при 15 % кислорода в уходящих газах) с обеспечением высокой полноты сгорания (концентрация СО менее 50 мг/м<sup>3</sup>).

Детали турбины и камеры сгорания, омываемые высокотемпературными газами и испытывающие большие механические нагрузки, изготавливают из сложнолегированных сплавов на основе никеля. В крупных ГТУ начато применение монокристаллических и получаемых направленной кристаллизацией лопаток, позволяющих заметно улучшить их механические свойства.

Наиболее горячие детали защищают покрытиями, которые препятствуют коррозии и снижают температуру основного металла.

В современных энергетических ГТУ большой мощности температура отработавших в турбине газов достигает 580–640 °С (таблица 1). Этого достаточно для того, чтобы построить паросиловой цикл на высокие и даже сверхвысокие параметры пара, в том числе с промперегревом. При этом КПД комбинированных парогазовых установок может достигать 55–58 %, что в настоящее время уже реально получено (таблица 2).

**Таблица 2. Показатели ПГУ, построенные на базе современных ГТУ\***

Марка ГТУ	SGT5-4000F	GT26	PG9351(FA)	701F
Температура уходящих газов, °С	93,8	86,4	90,3	93,2
Тепловосприятие котла-утилизатора, МВт	533,9	558,1	565,7	547,7
Мощность ПТУ брутто, МВт	250,5	255,2	261,9	256,3
Мощность ПГУ нетто, МВт	776,5	780,8	768,8	792,8
КПД энергоблока нетто, %	56,4	56,3	54,9	56,1
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	218,1	218,6	224,1	219,4

Примечание: \* – Данные из доклада М.А. Короткова (каф. «ТЭС» ИГЭУ), Иваново, 2007 год

В энергетике применяются различные сочетания газовых и паровых турбинных циклов. Среди них наибольшей экономичностью и распространением характеризуются утилизационные бинарные установки, в которых топливо подводится только в камере сгорания ГТУ. В котлах-утилизаторах, устанавливаемых за газовой турбиной за счет теплоты сбросных газов, вырабатывается пар, работающий затем в паровой турбине.

При этом для повышения эффективности топливоиспользования в схемах современных ПГУ применяются двух- и даже трехконтурные котлы-утилизаторы.

Бинарные ПГУ выполняются по принципу моноблока (одна ГТУ с котлом-утилизатором, работающие на одну паровую турбину) или дубльблока (две ГТУ с собственными котлами-утилизаторами, работающие на одну паровую турбину). В первом случае возможна одновальная компоновка парогазовой установки.

Удельная выработка электроэнергии на теплофикационных утилизационных ГТУ и ПГУ превышает величину этого показателя для паротурбинных ТЭЦ в 1,5–2,5 раза, что позволяет достигать больших значений экономии топлива в энергосистеме [4, 5].

Капитальные вложения в оборудование ГТУ иллюстрируется данными рисунка 1. Здесь сплошной линией представлены примерные значения удельной стоимости ГТУ (средние цены мирового рынка) по данным справочника Gas Turbine World 2000–2001 Handbook (у.е. соответствует доллару США). Точками показаны стоимости нескольких ГТУ производителей ближнего и дальнего зарубежья.

При этом по данным GAS TO POWER – EUROPE. International Gas Union / Energy Delta Institute and The Clingendael Institute, March 2006 удельная стоимость ПГУ составляет 500–700 у.е. на кВт (таблица 3).

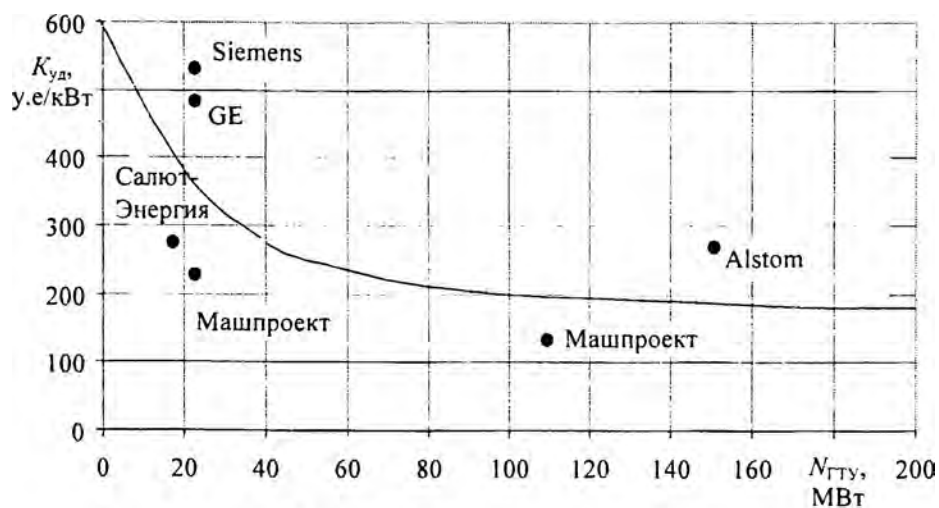


Рисунок 1. Удельная стоимость ГТУ

Таблица 3 Удельные капиталовложения  $K_{уд}$  и электрический КПД разных типов станций по данным различных организаций

Показатель	Наименование организации			
	EIA	MINIFI	Univ. Essen	ECN
Угольные электростанции				
КПД, %	36,7	43–44	38,6	45,4
$K_{уд}$ , у.е./кВт	1300	1750	1025	1500
Парогазовые станции				
КПД, %	53	57,1	55	58,5
$K_{уд}$ , у.е./кВт	500	657,5	525	675
АЭС				
КПД, %	32,8	36,1		
$K_{уд}$ , у.е./кВт	2000	2078,75		2312,5

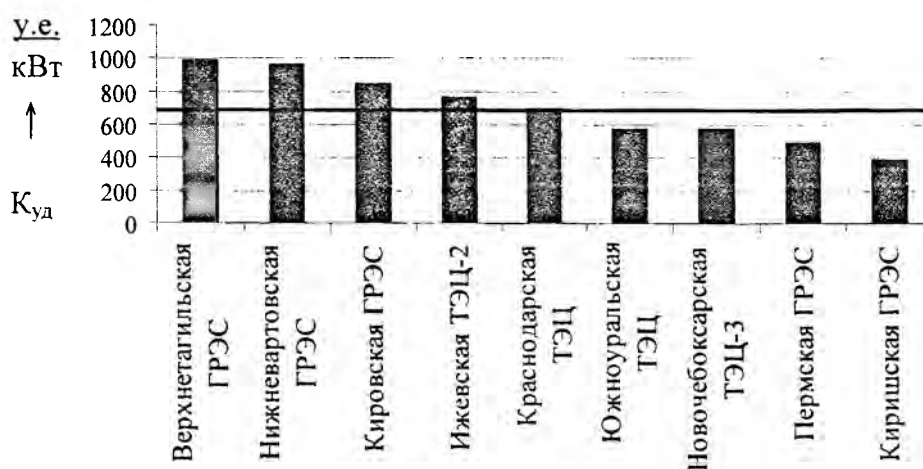


Рисунок 2. Удельная стоимость ПГУ в РФ

По данным доклада финансового директора ОАО РАО «ЕЭС России» С.К. Дубинина (2006 год) удельная стоимость ПГУ в Российской Федерации колеблется от примерно 400 у.е./кВт для ПГУ-750 Киришской ГРЭС (надстройка энергоблока 300 МВт) до почти 1 000 у.е./кВт для ПГУ Верхнетагильской ГРЭС. При этом средний уровень составляет около 700 у.е./кВт (рисунок 2).

Это ниже удельной стоимости паротурбинных ТЭС и тем более АЭС (таблица 3).

Очевидно, реконструкция ТЭС требует меньших капиталовложений, чем строительство новых электростанций. Для примера удельная стоимость основного оборудования ПГУ-230, выбранной для реконструкции Минской ТЭЦ-3, не превышает 300 у.е./кВт.

С учетом всего сказанного можно с уверенностью утверждать, что внедрение современных экономичных и надежных ГТУ и ПГУ (что является ведущей тенденцией развития энергетики стран дальнего и ближнего зарубежья) отвечает насущным потребностям теплоэнергетической отрасли Беларуси.

### Литература

1. Цанев, С.В., Буров, В.Д., Ремезов, А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 550 с.
2. Состояние и перспективы развития парогазовых установок в энергетике России / Фаворский О.Н., Длугосельский В.И., Петреня Ю.К. и др. // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 2–8.
3. Ольховский, Г.Г. Разработки перспективных энергетических ГТУ // Теплоэнергетика. – 1996. – № 4. – С. 66–69.
4. Герасимов, В.В., Качан, А.Д. Об эффективности использования в энергетике Беларуси утилизационных ГТУ и ПГУ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1993. – № 7–8. – С. 43–45.
5. Читашвили, Г.П. Сравнительный анализ эффективности паротурбинных и газотурбинных ТЭС // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 58–61.

УДК 621.311/22

## ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗОК

*Кунцевич Д.И., Сачков А.А., Угальников А.С.*

**Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор КУЛАКОВ Г.Т.**

Износ основных производственных факторов в энергетической системе Беларуси в настоящее время достаточно высок (около 60 %). В связи с этим актуальной становится проблема существенного улучшения качества регулирования основных технологических параметров энергоблоков, работающих в широком диапазоне изменения нагрузок (для газомазутных котлоагрегатов – 30–100 %). Решение этой проблемы позволит повысить не только надежность работы энергетического оборудования, продлить его срок службы, но и улучшить экономические показатели энергоблока (уменьшить расход условного топлива на производство единицы электрической энергии), а также уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу за счет оптимизации процесса горения.

Вместе с тем с уменьшением нагрузки энергоблока динамические характеристики основных технологических параметров существенно ухудшаются.

Так, например, у динамических характеристик по температуре перегретого пара за котлом при скачкообразном регулирующем воздействии при 30 % нагрузке запаздывание увеличивается в 2,8 раза, большая постоянная времени передаточной функции пароперегревателя – в 3,2 раза по сравнению со 100 % нагрузкой при постоянном давлении пара перед турбиной.

Для улучшения качества регулирования нагрузок в широком диапазоне изменения нагрузок параметры динамической настройки основных систем автоматического регулирования (САР) энергоблока корректируют в функции от нагрузки энергоблока.