

Теплоэнергетика

УДК 621.438 + 621.311.22

Технико-экономические показатели современных ГТУ и ПГУ

Качан С. А., Богданович М. В., Тумашевский В. П.
Белорусский национальный технический университет

В последнее десятилетие в энергетике Беларуси начали применять парогазовые технологии. 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.

Экономичность современных одноциклевых ГТУ приближается и практически достигает экономичности традиционных паротурбинных установок (см. табл. 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

*Данные из доклада М.А. Короткова (каф. «ТЭС» ИГЭУ), Иваново, 2007 г.

**Мощность ГТУ представлена по данным 2006 г.

Как видно из табл. 1, температура газов на выходе из ГТУ достаточно высока, чтобы построить паросиловой цикл на высокие и даже сверхвысокие параметры пара, в том числе с промпрегревом, и получить КПД по выработке электроэнергии на ПГУ на базе этих газотурбинных установок около 55% (см. табл. 2). В схемах современных ПГУ применяются двух- и трехконтурные котлы-утилизаторы.

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.

Таблица 2 Показатели ПГУ, построенные на базе современных ГТУ*

Марка ГТУ	SGT5-4000F	GT26	PG9351 (FA)	701F
Температура уходящих газов, °C	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 э/э, г у.т./(кВт.ч)	218,1	218,6	224,1	219,4

*Данные из доклада М.А. Короткова (каф. «ТЭС» ИГЭУ), Иваново, 2007 г.

Так, для утилизационной ГТУ:

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^3}{(1 - \eta_{\text{ГТУ}}^3 / \eta_{\text{эм}}) \eta_{\text{КУ}}} = 0,65...0,75,$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}^3$ – электрический и электромеханический КПД ГТУ ($\eta_{\text{ГТУ}}^3 \approx 30...38\%$);

$\eta_{\text{эм}}$ – электромеханический КПД ГТУ ($\eta_{\text{эм}} \approx 97...98\%$);

$\eta_{\text{КУ}}$ – КПД котла-утилизатора ($\eta_{\text{КУ}} \approx 75...85\%$).

Для теплофикационной утилизационной ПГУ с противодавленной паровой турбиной

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{\frac{W_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{эм}}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{1}{\eta_{\text{эм}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТТ}}} + W_{\text{ПТ}} = 1,10...1,45,$$

где $W_{\text{ПТ}}$ – удельная выработка электроэнергии на базе отборов паровой турбины ($W_{\text{ПТ}} \approx 0,20...0,45$);

$\eta_{тп}$ – КПД транспорта теплоты от котла-утилизатора до паровой турбины ($\eta_{тп} \approx 98\%$).

На рис. 1 (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). Здесь же даны стоимости нескольких ГТУ производителей ближнего и дальнего зарубежья.

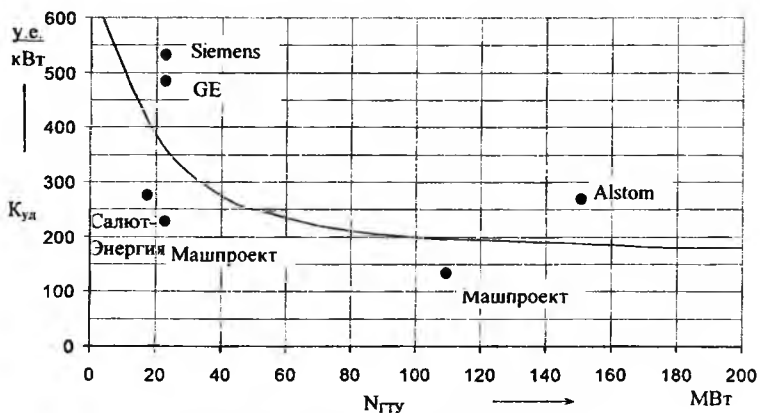


Рис. 1. Удельная стоимость ГТУ

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 (см. табл. 3).

По данным доклада финансового директора ОАО РАО «ЕЭС России» С.К. Дубинина, 2006 г. удельная стоимость ПГУ в Российской Федерации колеблется от примерно 400 у.е./кВт для ПГУ-750 Киришской ГРЭС (надстройка энергоблока 300 МВт) до почти 1000 у.е./кВт для ПГУ Верхнетагильской ГРЭС. При этом средний уровень составляет около 700 у.е./кВт (см. рис. 2).

Очевидно, реконструкция ТЭС требует меньших капложений, чем строительство новых электростанций. Для примера удельная стоимость основного оборудования ПГУ-230, выбран-

ной для реконструкции Минской ТЭЦ-3, не превышает 300 у.е./кВт.

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

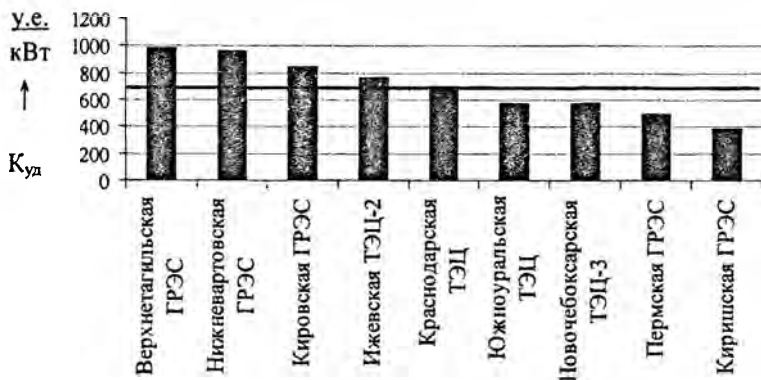


Рис. 2. Удельная стоимость ПГУ в РФ

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.