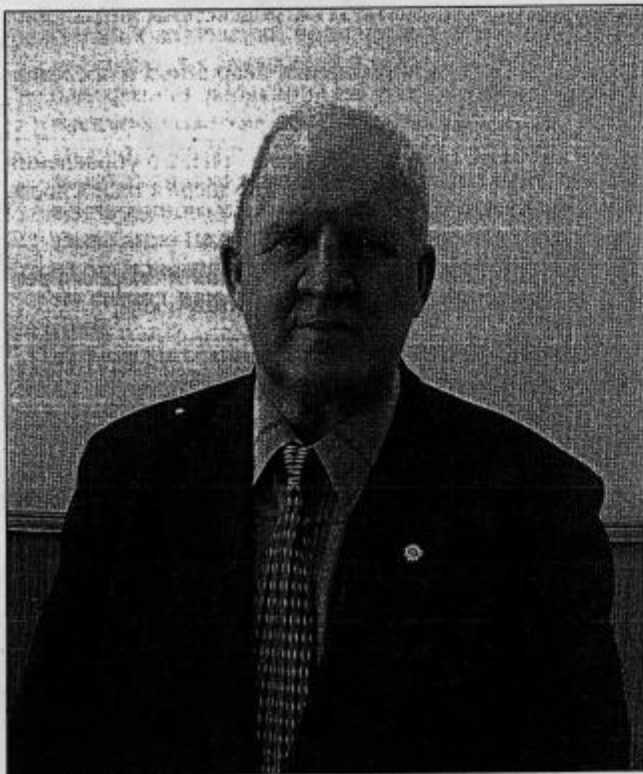


## ОСНОВНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ, НЕ ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПРИ ОЦЕНКЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГЕТИКЕ



**Богданов А.Б.,**

начальник департамента перспективного развития  
ОАО АК «Омскэнерго»

Газовые турбины – это установки с относительно небольшим ресурсом, для поддержания которого необходимо предусматривать плату за ресурс:

- при наработке 25 тыс. часов дополнительная плата за ресурс составляет 25% от первоначальной стоимости двигателя. На заводе-изготовителе производится капитальный ремонт газовой турбины с полной переборкой двигателя и частичной заменой деталей, выработавших свой ресурс.

- при наработке 100 тыс. часов производится полная замена двигателя на заводе-изготовителе и его 100%-ная оплата.

**Вывод первый:** при анализе стоимости производства энергии на ГТУ за период наработки 100 тыс. часов необходимо закладывать двойную стоимость газовых турбин. Эта особенность в технико-экономических расчетах, содержащихся в бизнес-планах пермского и самарского заводов, не учитывается.

Серьезным препятствием для установки газовых турбин на объектах, не входящих в систему АО-энерго, является плата за надежность энергообеспечения, достигающая по затратам на оборудование 200-300%.

Как известно, задача обеспечения надежного и

бесперебойного энергоснабжения потребителей решается путем установки двух- или трехкратного резерва мощности оборудования. Для производителя энергии, работающего только на себя в изолированной энергетической системе, необходимо соблюдать следующий принцип: одна газовая турбина – в работе, вторая – в резерве (либо обе работают с нагрузкой по 50%), третья – в ремонте.

При внедрении ГТУ в системе АО-энерго, где обеспечивается параллельная работа, вопрос платы за резерв мощности решается автоматически. С учетом того, что энергосистема объединяет большое количество источников электрической и тепловой энергии, плата за резерв снижается с 200-300% до 110-120%.

Таким образом, себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на ГТУ-16 МВт в составе того или иного промышленного предприятия, пытающегося внедрить собственные энергогенерирующие мощности, именно вследствие включения в тариф платы за надежность (резерв мощности) будет на 40-80% дороже, чем себестоимость электрической энергии, вырабатываемой на аналогичной ГТУ, но в составе АО-энерго.

**Вывод второй:** снижение платы за надежность (резерв мощности) – самое главное преимущество энергетических систем по сравнению с изолированно работающими производителями. При прочих равных условиях ГТУ, работающие в АО-энерго, всегда будут в более выгодном положении, чем ГТУ в составе промышленных предприятий, не входящих в АО-энерго.

Именно по этой причине промышленным предприятиям, развивающим собственные источники энергообеспечения, необходимо быть готовыми к тяжелому, но по сути справедливому варианту решения вопроса платы за надежность. То есть либо закладывать двух-, трехкратный запас генерирующей мощности турбин против необходимого и работать изолированно, либо заявлять резервную мощность и платить за ее содержание, даже если она, возможно, никогда не будет использована.

**Вывод третий:** существующие договоры на энергообеспечение предприятий, имеющих свои генерирующие мощности, необходимо переформлировать с целью перехода от работы по типовым одноставочным тарифам к работе по вновь разрабатываемым двухставочным. Необходимо предусматривать отдельно плату за за-

Таблица 1

Газовые турбины для привода газовых компрессоров	Ед. изм.	г. Пермь*	г. Самара
ГТУ-2,5 МВт	шт.	72	
ГТУ-4 МВт	шт.	21	
ГТУ-6 МВт	шт.	10	
ГТУ-12 МВт	шт.	31	~300
ГТУ-16 МВт	шт.	20	~450
ГТУ-25 МВт	шт.	1 (проект)	4
Итого:	шт.	~155	756
в том числе в АО-энерго	шт.	~6	~2
Наработан максимальный ресурс	тыс. час	45-14	74-33

\* данные за 1994-2002 годы



явленную мощность и отдельно – плату за потребленную энергию. Этот принцип тарифообразования уже сейчас необходимо внедрять на ряде промышленных предприятий региона (ЗАО «Сибшерсть», ОАО «Омсктеглерод», ЗАО «Полистирол» и т.д.).

Число установленных в нашей стране ГТУ-ТЭЦ и их показатели приведены в таблице 1.

**Вывод четвертый:** энергетики РАО «ЕЭС России» серьезно отстали во внедрении ГТУ. За последние 10 лет от энергосистем РАО ЕЭС ушло большое количество потребителей электроэнергии на газоперекачивающих установках. Внедрение ГТУ в энергосистемах только начинается.

Анализ расхода топлива на производство тепловой и электрической энергии показывает очень высокую экономичность производства энергии на ГТУ (см. таблицу 2).

Для сравнения, в ОАО АК «Омскэнерго» удельные

расходы топлива за 2001 год составили (см. таблицу 3):

**Вывод пятый:** даже если взять для сравнения самые лучшие показатели Омской ТЭЦ-5 (расход по теплу – 140,9 кг у. т./Гкал, по электроэнергии – 313,9 г у. т./кВтч), то на ГТУ расход топлива на выработку электроэнергии все же меньше в 1,8 раза (172,5 г у. т./кВтч).

Для расчета экономических показателей в условиях рынка необходимо отказаться от существующего полативного метода распределения расходов топлива и перейти на метод Вагнера с обеспечением таких расходов топлива при производстве электроэнергии, которые будут несколько ниже, чем на самых современных ГРЭС – 300 г у. т./кВтч.

**Вывод шестой:** рынок тепловой и электрической энергии мы должны завоевать не за счет низких цен (затрат) на электроэнергию, а за счет снижения цены на тепло, получаемое по комбинированному циклу с расходами топлива от 26,6 до 93,9 кг у. т./Гкал против 150,6 кг у. т./Гкал.

Таблица 2

Расход топлива на производство единицы тепловой и электрической энергии на ГТУ

Мощность ГТУ	МВт	2,5	4,0	6,0	12,0	16,0	24,3
Расход топлива – полативный метод: электроэнергия тепло const = 140,9	г у. т./кВтч	264,0	230,4	209,9	188,8	182,5	172,5
	кг у. т./Гкал	140,9	140,9	140,9	140,9	140,9	140,9
Расход топлива – метод Вагнера: электроэнергия const = 300 тепло	г у.т./кВтч	300	300	300	300	300	300
	кг у.т./Гкал	125,7	107,7	93,9	60,1	48,8	26,6

Таблица 3

Расход топлива на производство единицы тепловой и электрической энергии в ОАО АК «Омскэнерго» в 2001 году

ТЭЦ ОАО АК «Омскэнерго»	Ед. изм.	ТЭЦ-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-5	ТЭЦ-6	Средний по «Омскэнерго»
Расход топлива – полативный метод: электроэнергия тепло	г у.т./кВтч	—	408,8	413,9	313,9	—	364,7
	кг у.т./Гкал	170,4	144,6	158,6	140,9	164,6	150,6

### Перспективные предложения по вариантам применения ГТУ в Омской области.

#### 1. Омские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-6.

Здесь имеются хорошие заделы по установке газовых турбин. Есть свободная площадка, где можно полностью смонтировать одну-две комплекта поставляемые ГТУ мощностью по 30 МВт каждая. Необходимо объявить тендер между заводами-изготовителями.

Затраты на одну ГТУ-30 МВт составляют \$12-13 млн., или 380-420 млн. рублей. При этом ежегодная выработка электроэнергии прогнозируется на уровне 162 млн. рублей, тепловой энергии – 50 млн. рублей. Итого выработка за год – 212 млн. рублей. Данный проект должен окупиться за 5-6 лет (требуется бизнес-план).

На паре 13 ата можно поставить турбины производства Калужского турбинного завода, работающие как от котлов-утилизаторов после ГТУ, так и от существующих котлов. За счет этого можно дополнительно получить до 3 МВт электрической мощности.

Имея замещающие мощности в виде ГТУ с котлами-утилизаторами суммарной теплопроизводительностью 78 Гкал/час, можно рассматривать вопрос о реконструкции существующих котлов в котлы с циркулирующим кипящим слоем и работе на канско-ачинском малозольном угле со 100%-ной переработкой.

2. Котельные завода кислородного машиностроения, ОГУП «Сибзавод», ОАО «Омскгидропривод», ОАО «Омский бекон» и др.

На каждой котельной можно установить одну или две комплекта поставляемые ГТУ мощностью по 16 МВт. Затраты на одну ГТУ-16 МВт составляют \$8 млн., или 250 млн. рублей. Ежегодная выработка электроэнергии прогнозируется на уровне 72 млн. рублей, тепловой энергии – 20 млн. рублей. Итого выработка за год – 92 млн. рублей. С учетом платы за ресурс и резерв мощности срок возврата вложенных средств составит 6-8 лет (требуется бизнес-план).

#### 3. Котельные в городах Тара, Калачинск.

Можно полностью установить одну-две комплекта поставляемые ГТУ мощностью по 6 МВт каждая. Затраты на одну ГТУ-6 МВт составляют \$2,6 млн., или 85 млн. рублей. Выработка электроэнергии – 23 млн. рублей, тепловой энергии – 10 млн. рублей. Итого продукция за год – 33 млн. рублей. С учетом платы за ресурс и резерв мощности срок возврата вложенных средств составит 5-7 лет (требуется бизнес-план).

Место ГТУ в большой энергетике на ТЭЦ – в полупиковой части графика:

- базовую часть нагрузки (Т > 5200 час/год) несут ТЭЦ с теплофикационными отборами, работающие на каменном угле;
- полупиковую часть – ГТУ с утилизацией (Т – от 2500 до 5200 час/год);
- пиковую часть нагрузки – ФОРЭМ;
- остро-пиковую часть – ГТУ по сбросной схеме без утилизации.