

ПРИЧИНЫ РОСТА ЭНЕРГОЕМКОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ПОСЛЕ ПРИНЯТИЯ ЗАКОНА ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ

Продолжение. Начало в №11, 2012 г.

С принятием Указа Президента РФ №889 от 4 июня 2008 г. «О снижении к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40% по сравнению с 2007 годом» в стране началась широкомасштабная и планомерная работа по снижению энергоемкости ВВП.

ОСНОВЫ СУБСИДИРОВАНИЯ ТОПЛИВОМ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

С точки зрения энергоемкости энергетического производства на рынок энергетической продукции доставляется не два вида энергии: электрическая и тепловая, а три¹: а) электрическая раздельная энергия с КПД до 34–39%, б) тепловая раздельная с КПД до 88–90% и в) комбинированная (комплиментарная) энергия с КПД до 84–88%.

Комбинированная энергия — это тепловая и электрическая энергия, полученная при неразрывном производстве в единой технологической установке без сброса отработанного тепла в окружающую среду на источнике энергии.

Комплиментарная энергия — это такая же комбинированная энергия, но уже распределенная и доставленная конечному потребителю энергии.

Сумма комбинированной энергии у производителя энергии всегда равна сумме комплиментарной энергии у потребителя.

Вся остальная энергия, которая не входит в баланс комплиментарной энергии, является: а) раздельной электрической энергией и б) раздельной тепловой энергией.

Для анализа энергоемкости производства электрической энергии рассмотрим показатели эффективности на основе традиционных показателей электроэнергетики для лучших ГРЭС России: коэффициента полезного использования топлива (КПИТ) и удельного расхода топлива (г у.т./кВт ч.).

Что можно сказать о перспективе повышения энергетической эффективности работы российской электроэнергетики, анализируя диаграммы на рис. 3 и 4?

Во-первых, о невыполнении поставленной политической цели технологиче-

ским путем снизить энергоемкость производства электрической энергии на ГРЭС с 333 г у.т./кВт ч. (КПИТ с 36,9%) в 2007 г. до 300 г у.т./кВт ч. (КПИТ 40,95%) в 2020 г.

По данным статистической отчетности ОРГРЭС за 2007 год, ни одна из самых лучших ГРЭС, даже работающих на газе, не имеет КПД работы за год более 39,9% (рис. 3: 800 мВт 240 ата), а на угле выше 36% тем более нет никого!

Основной диапазон значений КПД ГРЭС России изменяется от 33% до 37%! Мало того, некоторые энергоблоки ГРЭС (как, например, Назаровская — 500 мВт 240 ата), которые должны бы иметь КПИТ не менее 37%, работали в 2007 г. с КПИТ на уровне 29,5%.

Вывод! Рост среднегодового КПД по ГРЭС России с 36,9% до 40,95%, заложенный во второй редакции Государственной программы РФ (от 27 декабря 2010 г. за № 2446-р) «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» технологически невыполним и не реален!

Задание не корректное! Да, по отдельным «пилотным» проектам значение парадного КПД 40,95% в течение 72 часов испытаний, может быть, и можно достичь, но не более!

Во-вторых, о сложившейся системе скрытого политического перекрестного технологического субсидирования топливом отрасли «электроэнергетика» за счет потребителей сбросного тепла ТЭЦ отрасли «теплоэнергетика».

Комбинированная электрическая энергия на ТЭЦ с параметрами пара 35–240 ата даже на самых рядовых и стареньких ТЭЦ производится с удельным расходом условного топлива 142–163 г у.т./кВт ч (КПИТ 76–86%), что в 2,3 раза лучше передовых ГРЭС России с удельным расходом 338–360 г у.т./кВт ч (КПИТ 36–34%).

Именно отраслевые методические указания Минэнерго России² по определению удельного расхода топлива на ТЭЦ (вот уже более 60 лет искусственно) политически «улучшают» технико-экономические по-

² Приказ Минэнерго России №323 от 30.12.2008 г. «Об утверждении Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных».

казатели работы российской федеральной электроэнергетики за счет коммунальной теплоэнергетики³ города, региона. И если в условиях плановой экономики снижение стоимости электроэнергии за счет субсидирования топливом от коммунальной теплоэнергетики ТЭЦ в какой-то степени было объяснимо признанием «народно хозяйственного эффекта», то с переходом к рыночным отношениям именно субсидирование топливом электроэнергетики влечет к размыванию конкретной ответственности регуляторов энергетики (ФСТ, РЭК) и непрерывному росту энергоемкости российской энергетики.

И в-третьих, недопустимо оценивать энергоемкость энергии ТЭЦ по удельному расходу только на два вида продукции: электрическую энергию и тепловую.

Самая распространенная ошибка менеджеров и регуляторов энергетики, не владеющих методами анализа топливных издержек, заключается в том, что ими делается вывод об эффективности строительства котельных только на основании высокого КПИТ работы котельной.

Любая котельная, даже с КПИТ достигающая высокого значения 90–95%, по сравнению теплоснабжением отработанным паром от турбин приносит перерасход топлива не менее 75–80% годового расхода топлива!

Необходимо оценивать КПИТ в целом по городу (региону, предприятию) при равенстве потребления тепловой и электрической энергии конечными потребителями.

ТЭЦ, производящие комбинированную (комплиментарную) тепловую и электрическую энергию могут иметь равное значение КПИТ как для ТЭЦ с низкими параметрами пара (газа), так и для ТЭЦ с высокими параметрами пара (газа).

Конечный же итог по снижению энергоемкости должен быть оценен с учетом удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления — W [мВт/Гкал].

Так, несмотря на кажущееся равенство эффективности при сжигании газа с КПИТ = 85%, как для мини-ТЭЦ давлением газа до 6 ата и удельной выработкой $W = 0,2$ мВт/

³ А. Б. Богданов. «История взлетов и падений теплофикации России». // «Энергосбережение», №3, 2009 г., стр. 42–47: <http://exergy.su/es2009-04.pdf>

¹ А. Б. Богданов «О принципах анализа маржинальных издержек». // «Энергорынок», №10, 2009 г., стр. 52–55 (продолжение статьи): <http://exergy.su/er2009-10.pdf>

Табл. 1. Сводная таблица технологических показателей, определяющих энергоёмкость производства энергии Новосибирской ТЭЦ

	Коэффициент полезного использования топлива (КПИТэц, %)		Цель, норма КПИТэц = КПИТ-комб., %	Доля конденсационной выработки (%)		Резерв неиспользуемой тепловой мощности (%)		Число часов использования максимума тепловой нагрузки (ЧЧИМ, ч./год)		Удельная выработка на тепловом потреблении (Wтэц, мВт/Гкал)		
	2006 г.	2010 г.		2006 г.	2010 г.	2010 г.	Норматив	2010 г.	Норматив	Wтэц факт.	Wтэц рез. (с учетом резерва)	Wнорма – цель, норматив
										2010 г. факт	2010 г. расчет	Норматив
ТЭЦ-2	69,3	64,88	79 (7% газ)	23,0	30,1	34,8	5	2 430	3 726	0,42	0,274	0,45
ТЭЦ-3	70,5	64,93	79 (100% уголь)	24,7	38,8	35,4	5	2 409	3 726	0,52	0,336	0,53
ТЭЦ-4	73,0	70,5	81 (54% газ)	17,1	17,4	52,3	5	1 672	3 726	0,45	0,202	0,6
ТЭЦ-5	60,1	56,6	79 (100% уголь)	51,9	57,6	49,0	5	1 901	3 726	0,65	0,332	0,62
Сумма ТЭЦ	65,45	61,21										
Барабинская ТЭЦ	69,3	67,6	79 (10% газ)	17,3	31,0	48,0	5	1733	3 726	0,22	0,102	0,36

Гкал, так и для ПГУ с давлением газа 50 ата и удельной выработкой 1,6 мВт/Гкал, реальная разница в энергоёмкости составляет в 1,48 раза (1,64/1,11).

Однако регулирующие органы (ФСТ, РЭК) до настоящего времени не осмыслили степень своей компетенции и ответственности за разработку качественных и количественных показателей, определяющих энергоёмкость производства и потребления тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Выводы

Только производство комбинированной (комплиментарной) энергии может обеспечить адекватное снижение энергоёмкости производства тепловой и электрической энергии в России.

Необходимо отменить Приказ Минэнерго России №323 от 30.12.2008 г. «Об утверждении Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию от тепловых электростанций и котельных».

В инструкцию и другие нормативные материалы нужно внести раздел о предоставлении на рынке энергии от ТЭЦ трех видов энергии: а) раздельной электрической, б) раздельной тепловой и с) комбинированной (комплиментарной).

Для снижения энергоёмкости производства тепловой и электрической энергии необходимо прекратить искусственное политическое субсидирование топливом безымянных потребителей электрической энергии, не имеющих никакого отношения к технологии энергосбережения, и весь технологический эффект от использования отработанного тепла ТЭЦ передать конкретным потребителям отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ. Для этого необходимо:

- удельные затраты топлива на комбинированную (комплиментарную) электроэнергию от ТЭЦ 143 – 162 г у.т. поднять до уровня лучших ГРЭС России (газ — 308 – 331 г у.т./кВт ч., уголь — 349 – 367 г у.т./кВт ч.);

- удельные затраты топлива на комбинированную (комплиментарную) тепловую энергию от ТЭЦ снизить в 2 – 5 раза против уровня котельных (до уровня 70 – 30 кг у.т./Гкал), тем самым обеспечив постоянный спрос на отработанное тепло от паровых турбин.

ПРИМЕР ПРАКТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РОСТА ЭНЕРГОЁМКОСТИ ТЭЦ

В качестве примера практического анализа энергоёмкости ТЭЦ без скрытого субсидирования рассмотрим динамику ухудшения показателей энергоёмкости Новосибирских ТЭЦ за 2010 год (по сравнению с 2006 годом) и задачи по их улучшению к 2016 году.

Из таблицы 1 видно, что несмотря на принятие 261-го ФЗ, направленного на повышение энергетической эффективности ТЭЦ Новосибирска и Барабинска, произошло ухудшение показателей энергоёмкости буквально по всем электростанциям Новосибирска!

Так, коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) ТЭЦ-2 снизился с 69,3% до 64,88%, ТЭЦ-3 — с 70,5% до 64,93%, ТЭЦ-4 — с 73% до 70,5%, ТЭЦ-5 — с 60,1% до 56,6%, ТЭЦ Барабинска — с 69,3% до 67,6%!

В чем дело? Парадокс! Самая новая современная Новосибирская ТЭЦ-5 с КПИТ = 56,6% работает менее эффективно, чем Барабинская ТЭЦ с низкими параметрами пара — КПИТ = 67,6%!

Ответ, конечно же, есть, но он не настолько очевидный для организаторов рыночной энергетики России и современных регуляторов энергетики.

Главная и видимая причина роста энергоёмкости заключается в росте выработки раздельной электроэнергии!

Доля конденсационной выработки электроэнергии составляет: для Барабинской ТЭЦ — 31%, а для ТЭЦ-5 — 57,6%.

Чем больше конденсационной электроэнергии, и чем меньше доля комбинированной комплиментарной энергии, тем хуже показатели энергоёмкости энергии.

Но только одного этого очень важного показателя явно недостаточно, чтобы понимать суть издержек и формировать политику снижения энергоёмкости. Это только следствие, а не причина!

В отличие от существующей неадекватной системы анализа работы ТЭЦ (по удельному расходу топлива на тепло и по удельному расходу топлива на электроэнергию) имеются два других более наглядных и более конкретных показателя, которые определяют все организационные и технические мероприятия и направления работы по снижению энергоёмкости. Это следующие два показателя:

Wтэц-рез [мВт/Гкал] — удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления с учетом неиспользуемого резерва тепловых мощностей, U [о. е.] — относительная энергоёмкость раздельного производства энергии над комбинированным производством энергии.

Именно эти два показателя, как лакмусовая бумага, в сочетании с принципом Паретто могут выявить и обосновать применение именно тех 20% затрат, которые обеспечат 80% успеха в снижении энергоёмкости российской энергетики.

Продолжение следует.

А. Б. БОГДАНОВ, аналитик энергоёмкости энергетики России, О. А. БОГДАНОВА, инженер-теплотехник ГУП «ТеплоЭнергоПроект №1», Санкт-Петербург