

# НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИИ

**А. Б. Богданов**, начальник сектора энергоресурсосбережения ОАО «МРСК Сибири», аналитик теплоэнергетики России

*Ни в новом Федеральном законе № 261-ФЗ «Об энергосбережении...», ни в проекте закона «О теплоснабжении» не определены федеральные региональные органы, отвечающие за показатели теплофикации России и ее субъектов. Причина проста – не выявлены главные показатели, по которым можно было бы наглядно и однозначно оценить результат деятельности экономики энергетики предприятия, города, региона, страны. Попытаемся разобраться в ситуации и предложим такие показатели энергоэффективности, обосновав свой выбор.*



От каждой градирни ТЭЦ или ГРЭС средней производительности сбрасывается в атмосферу порядка 200–400 Гкал/ч. В то же время в крупных городах работает и проектируется множество котельных, в лучшем случае мини-ТЭЦ с низкими параметрами пара. Квалифицированный инженерный расчет показывает, что если на ТЭЦ таких мегаполисов, как Москва, Красноярск, Санкт-Петербург, Омск и т. п., работает хотя бы одна градирня, потеря топлива на котельных этого города за отопительный сезон составляет порядка 75–80 % от количества сожженного в них топлива. Только представьте, что на котельных любого российского города из-за отсутствия в энергосберегающем законодательстве запрета на строительство котельных без комбинированного производства электричества на базе теплового потребления, такого как, например, в Дании или Германии, каждые три из четырех вагонов с топливом выбрасываются в атмосферу.

Указ Президента РФ № 889 о необходимости обеспечить к 2020 году 40 %-ю экономию энергетических ресурсов через показатель энергоёмкости внутреннего валового продукта (ВВП) не находит конкретных технологических и экономических решений. Энергоёмкость ВВП России – это настолько глобальный макроэкономический показатель, что по нему практически невозможно установить конкрет-

ную ответственность и определить нормы по отдельным субъектам федерации, регионам, городам, не говоря об отдельном предприятии. Как же обеспечить выполнение нового федерального закона об энергосбережении и указа президента?

Изучая проблему больших неоправданных потерь, необходимо отметить, что Россия имеет **три объективные национальные причины**, которые исторически предопределяют высокую энергоемкость ВВП страны: климат, огромные расстояния и доступное топливо.

**Холодный климат** – это важнейшая национальная особенность России. Именно благодаря климатическим условиям<sup>1</sup> в стране энергетические мощности и потребление тепловой энергии соответственно в 3,8 и 3,3 раза больше, чем, допустим, в Дании ((1), стр. 61, рис.).

**Огромные расстояния (просторы)** – это вторая важнейшая национальная особенность России, благодаря которой мы вынуждены строить самые протяженные в мире линии электропередач. К тому же плотность населения в стране в 33 раза меньше, чем в той же Дании, и на транспорт электрической энергии теряется в 2 раза больше (7–8 % вместо 4–5 % по Европе).

**Доступное топливо** – самая главная и определяющая причина высокой энергоемкости ВВП, являющаяся главным тормозом процесса энергоресурсосбережения. Из-за того, что в России цена на электроэнергию в 2,9–7,2 раза ниже, чем в Европе, энергосберегающие технологии, такие как тепловые насосы, тепловые аккумуляторы, ветроэнергетика и т. п., не находят широкого практического применения. Гораздо проще построить новую котельную и сжигать недорогой природный газ (на внутреннем рынке цена колеблется в интервале 40–60 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>, на внешнем рынке – 240–300 долл. США/тыс. м<sup>3</sup>), чем добиться устранения перекрестного субсидирования и формирования справедливо низкого уровня цен на тепловую энергию отработанного пара от турбин ТЭЦ.

Помимо трех вышеназванных объективных причин, имеются и чисто субъективные, самая главная из которых – сложившаяся система **скрытого (технологического) и явного (социального) перекрестного субсидирования в энергетике** – перенос затрат с

одного вида энергетического товара на другой<sup>2</sup>. Коренные причины возникновения перекрестного субсидирования уходят в далекие 1950-е годы (2), когда осуществлялся политический заказ страны быть впереди планеты всей.

С переходом к рыночной экономике система перекрестного субсидирования по умолчанию плавно перетекала в нормативные документы рыночной экономики энергетики, искусственно передавая все преимущества региональной теплофикации федеральному электроэнергетическому комплексу РАО «ЕЭС России»<sup>3</sup>.

Можно и дальше перечислять проблемные вопросы, но постараемся дать ответ: что же делать.

### **Нужно научиться правильно считать экономику энергетики.**

На первый взгляд, строительство мини-ТЭЦ, так же как и строительство квартальных котельных, работающих на газе, кажется отличным альтернативным технологическим направлением в борьбе с естественными монополистами. Однако только квалифицированный инженерный анализ, выполненный на основе энергетических характеристик технологического оборудования, показывает реальную картину по степени экономичности и целесообразности применения мини-ТЭЦ.

Для квалифицированного ответа на вопрос, строить или нет мини-ТЭЦ, рассмотрим некоторые непривычные для специалистов-неэнергетиков национальные показатели оценки качества энергосберегающей политики России.

Три национальных показателя энергоресурсосбережения страны способны кардинально перестроить всю энергосберегающую политику России, восстановить логический смысл и создать здоровый инвестиционный климат.

### **Первым национальным показателем энергоресурсосбережения является качество энергоемкости потребляемой / производимой тепловой и электрической энергии.**

Для определения качества энергоемкости энергии необходимо перейти от рассмотрения удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию к анализу эффективности по относительным

<sup>1</sup> Более подробно о влиянии климата на энергетическую эффективность России читайте в статье «Климат России и теплофикация» на сайте <http://exergy.narod.ru/kotelnicz7.htm>.

<sup>2</sup> Подробнее см. на сайте [http://exergy.narod.ru/stok\\_ru.htm](http://exergy.narod.ru/stok_ru.htm).

<sup>3</sup> Подробнее о видах и сути перекрестного субсидирования в энергетике см. на сайтах <http://exergy.narod.ru/er2009-03.pdf> и <http://exergy.narod.ru/kotelnicz4.htm>.

Электроэнергия – дорогостоящий энергетический продукт, который неразумно продавать по низким ценам в процессе проведения энергосберегающей политики государства.

Примером энергорасточительности, приводящей к 10–20-кратному перекрестному субсидированию, является заниженная цена на электроэнергию, используемую для отопления поселков и городов.

показателям потребности топлива на единицу производимой энергии. Численно относительный показатель энергоёмкости энергии – величина обратно пропорциональная КПД производства энергии.

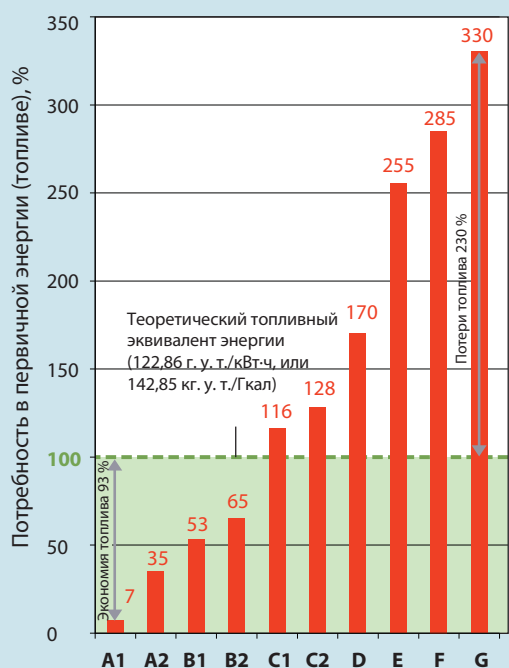
**Энергоёмкость производимой энергии** наглядно показывает, сколько единиц первичной энергии в виде топлива для ТЭЦ и ГРЭС, воды для ГЭС и тепла для атомного реактора АЭС необходимо затратить для того, чтобы получить единицу товарной продукции (тепловой или электрической энергии) при подключении потребителя.

Из универсальной системы классификации качества энергоёмкости производимой тепловой и электрической энергии от ГРЭС, АЭС, ТЭЦ, ПГУ, ГЭС, котельных, тепловых насосов (рис. 1) можно видеть, какие источники энергии являются высоко затратны-

ми по потреблению первичного источника энергии и требуют отвода сбросного тепла в окружающую среду, а какие обеспечивают потребителя качественной товарной продукцией (теплом), используя сбросное тепло окружающей среды или промышленного производства.

Самым неэффективным и высоко затратным видом энергии является электрическая энергия, произведенная по конденсационному режиму работы на ТЭЦ, ГРЭС и мини-ТЭЦ с низкими параметрами пара. Так, для производства 100 % электроэнергии по классу G (рис. 1) необходимо затратить 330 % энергии первичного топлива. При этом потеря энергии в окружающую среду составляет 230 %. Спрос на электроэнергию является неравномерным (пиковым), соответственно цена на нее для пикового электрического отопления должна быть максимально высокой – в 10–20 раз превышать значения для базовых режимов. Однако законодательные и регулирующие органы страны пока не занимаются дифференциацией тарифов в зависимости от качества энергоёмкости электрической энергии.

Самым эффективным с точки зрения снижения энергетической емкости видом товарной энергии является тепловая энергия от ТЭЦ, ГРЭС, ПГУ, мини-ТЭЦ от оборотных систем охлаждения с температурой не выше 40 °С. Так, для тепловой энергии класса А (рис. 1) затраты первичного топлива составляют не более 7 % и связаны только с необходимостью



#### Класс энергетической эффективности:

- A1.** Сбросное тепло ТЭЦ, при охлаждении силовых трансформаторов с аккумуляцией в грунте с температурой около 40 °С (КПД = 1 400 %, 10 кг. у. т./Гкал).
- A2.** Тепло ТЭЦ с температурой 80 °С (КПД = 285 %, 50 кг. у. т./Гкал).
- B1.** Комбинированное тепло ТЭЦ с температурой 140 °С (КПД = 190 %, 75 кг. у. т./Гкал).
- B2.** Тепло от тепловых насосов с использованием аккумулированного тепла в грунте (КПД = 154 %, 93 кг. у. т./Гкал).
- C1.** Котельная газовая, pellets (КПД = 86 %, 165 кг. у. т./Гкал).
- C2.** Комбинированная энергия обычной ТЭЦ, любая мини-ТЭЦ, ГЭС (КПД = 78,1 %, 157 г. у. т./кВт·ч).
- D.** Современная парогазовая установка (КПД = 59 %, 210 г. у. т./кВт·ч).
- E.** Современная газовая ГРЭС 240 ата (КПД = 39 %, 313 г. у. т./кВт·ч).
- F.** Современная угольная ГРЭС, ТЭЦ, работающие в конденсационном режиме, АЭС (КПД = 35 %, 350 г. у. т./кВт·ч).
- G.** Старые ГРЭС, ТЭЦ низкого давления (90 ата), работающие в конденсационном режиме (КПД = 30 %, 405 г. у. т./кВт·ч).

Рис. 1. Класс эффективности энергетического товара

## Мини-ТЭЦ на базе газопоршневых агрегатов



транспорта тепловой энергии на дальние расстояния. Оставшиеся 93 % энергии используются от сбросного тепла, направляемого в окружающую среду (градирню или водоем).

В связи с низкой энергоемкостью цена на энергетический товар класса А1 (рис. 1) должна быть самой минимальной – в 4–8 раз ниже, чем тепло класса С1 – и тем самым обеспечить постоянный спрос. Но производство энергетического товара класса А1 не постоянно и зависит от сезона, энергетического баланса тепловой и электрической энергии у производителя. По мере роста потребности в энергетическом товаре класса А2 и затем класса В1 предложение товара класса А1 полностью вытесняется. Цены на энергетический товар классов А2 и В1 при этом, безусловно, увеличатся, но все равно должны быть ниже в 2–4 раза уровня цен на тепловую энергию класса С1.

Из рис. 1 понятно, что производство электрической энергии на мини-ТЭЦ относится к довольно высокому классу С2 с затратами первичного топлива 128 %, что является высокоэффективным использованием газа в энергетике. Однако пока делать однозначные выводы по эффективности котельных и мини ТЭЦ нельзя. Нужны дополнительные показатели энергоэффективности предприятия, города, региона.

**Вторым национальным показателем энергоресурсосбережения является удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления ( $W$ , МВт/Гкал).**

Это хорошо известный показатель, способный восстановить логический смысл в экономике энергетики России, но его роль до настоящего времени занижалась.

На рис. 2 показана суммарная экономия первичного топлива при переходе на комбинированное производство электрической энергии на базе теплового потребления от отдельного производства электроэнергии на ГРЭС и тепла на котельных. Из рисунка можно видеть, какая технология обеспечивает максимальный эффект топливосбережения.

При коэффициенте полезного использования топлива (КПИТ) ТЭЦ, равном 80 %, сжигание газа в мини-ТЭЦ низкого давления с  $W = 0,05–0,15$  МВт/Гкал обеспечивает экономию первичного топлива в интервале –3–8 % по сравнению с отдельным расходом топлива на ГРЭС и котельной. То есть экономии топлива практически нет. Особенно это актуально для ПТУ, работающих на низком давлении газа без компрессоров «дожимников» 6–13 ата, или при частичной нагрузке (ниже 75–80 % от номинальной электрической нагрузки).

Однако, говоря о преимуществах мини-ТЭЦ, надо отметить, что мини-ТЭЦ находятся в центре нагрузок потребителей тепловой и электрической энергии, а также при их установке, как правило, уже сформирована инфраструктура в месте строительства: водоснабжение, тепловые и электрические сети, и самое привлекательное то, что вопросы ввода энергетических мощностей можно оперативно решать самостоятельно, не собирая большого количества инвесторов.

Другое дело, когда повышаются параметры паросилового цикла ТЭЦ. Так, при достижении параметров пара до 90–240 ата эффективность использования топлива поднимается на 15–38 % по сравнению с отдельным производством. Экономия становится ощутимой.

Мини-ТЭЦ с низкими параметрами газа не имеет энергетических преимуществ по сравнению с раздельным производством электроэнергии и тепла и тем более с современной ТЭЦ.

Если собственник решает заказать проект мини-ТЭЦ, то перед проектировщиками нужно поставить задачу по выбору оборудования с максимально высокими параметрами пара, газа и применять паровые котлы-утилизаторы максимально высокого давления, вплоть до 90–130 ата.

Но особенно заметна экономия первичного топлива при переходе на использование ПГУ высокого давления с котлами-утилизаторами 130 ата. Не случайно при строительстве ПГУ-410 на Краснодарской ТЭЦ особое внимание было уделено гарантиям по подаче газа на ПГУ с давлением до 55 ата. При этом  $W$  достигает уникально высокого значения – 1,75–1,85 МВт/Гкал, а рост эффективности использования топлива соответственно 62–65 % по сравнению с раздельным способом производства на существующих ГРЭС и ТЭЦ.

Не чувствуя зависимости между значением давления газа и экономичностью производства энергии, заказчики ПГУ-450 ТЭЦ-21 Санкт-Петербурга согласились на применение устаревшей модификации ПГУ-160 с давлением газа до 25–30 ата. Соответственно

удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления не превысила 1,4–1,47 МВт/Гкал. Экономия топлива при этом составила 53–56 %. Это много, но, проектируя суперсовременную ПГУ, можно и нужно было бы выйти на мировой уровень, а не закладывать решения 10–15-летней давности.

Для того чтобы обеспечить работу с максимальным значением удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления, нужно переходить на новые принципы формирования энергетической политики России, а именно стимулировать низкотемпературное отопление потребителей и производство тепла от теплофикационных турбин, как это делается, например, в Дании. Для этого необходимо:

- отказаться от качественного регулирования (температурой) отпуска тепла и перейти на количественное регулирование путем увеличения расхода сетевой воды;
- перейти от температурного графика 150/70 °С к графику 110/30 °С для транспорта базовой энергии на близкие расстояния; работать на наиболее низких температурах сетевой воды от турбин;
- повсеместно переводить схемы теплоснабжения на двухступенчатый нагрев сетевой воды:

**первая ступень** – применение энергоэффективной базовой и полубазовой энергии от теплофикационных отборов турбин с энергоемкостью класса А2, равной 35 %, и соответственно экономией первичного топлива в размере 65 %;

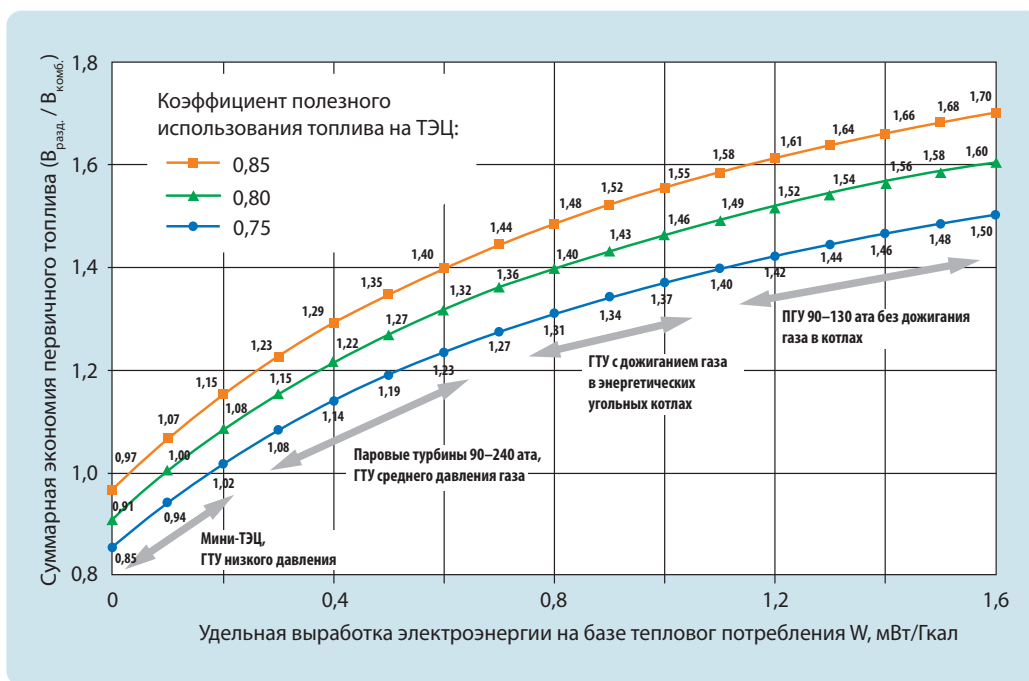
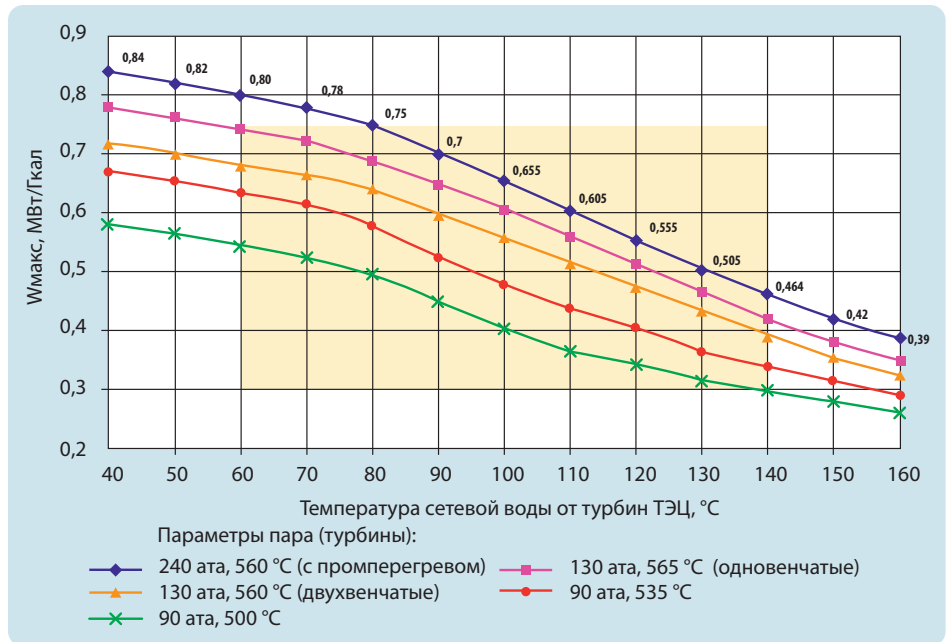


Рис. 2. Топливосбережение при переходе на комбинированное производство электрической энергии на базе теплового потребления на ТЭЦ от раздельного производства электроэнергии на ГРЭС и тепловой энергии в котельной

**Рис. 3. Зависимость максимальной удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении от температуры сетевой воды при различных параметрах турбин**



**вторая ступень** – использование пиковой энергии от квартальных теплонасосных станций с энергоемкостью 65 % (класс В2) и экономией первичного топлива 35 % (догрев сетевой воды по количественному графику не более чем до 95 °C от абсорбционных тепловых насосов, расположенных в центре тепловых нагрузок города, и снижение температуры обратной сетевой воды до 30 °C с возможной схемой сезонной аккумуляции тепла в грунте и т. д.).

Все это представляется дорогостоящим мероприятием и означает вероятное увеличение сечения магистральных сетевых трубопроводов в 2 раза, установку на каждой батарее, в каждом жилом помещении высокоэкономичных теплорегуляторов, применение высокоэкономичных циркуляционных насосов и т. д. Но в каждом отдельном случае нужно считать и анализировать: энергетический баланс, гидравлику тепловой схемы, топографию потребителей тепловой энергии и т. п. Первоначальные разовые затраты капитального строительства очевидны, а вот эксплуатационные ежегодные издержки и **ежегодная экономия топлива в размере 35–65 % от годового расхода котельных** сразу не видна.

Квалифицированно ставить задачи по энергоресурсосбережению позволяет рис. 3, который совместно с рис. 2 наглядно и однозначно показывает большую эффективность применения высоких параметров острого пара при одновременном низкотемпературном отпуске тепла потребителям. Рис. 3 дает возможность проанализировать показатели, которые раньше невозможно было оценить. Напри-

мер, ущерб от работы теплоэнергетических систем по байпасным (обводным) схемам с нагревом сетевой воды в теплообменниках до относительно высоких температур, допустим, до 140 °C, с последующим перемешиванием и разбавлением по сравнению со схемой с низкотемпературным нагревом до температуры, скажем, 80 °C.

Из рис. 3 видно, что значения удельной выработки электроэнергии на ТЭЦ могут изменяться от 0,3 до 0,75 МВт/Гкал. Если работа котельных не зависит от температуры сетевой воды и затраты энергоемкости здесь составляют 116 %, то при отпуске от ТЭЦ теплоносителя с температурой 140 °C затраты энергоемкости равны 53 %, а при температуре 80 °C – 35 %. Эти чудеса экономии происходят именно потому, что чем выше температура острого пара и ниже температура отработанного пара, тем больше выработка электроэнергии на базе теплового потребления.

Зависимости, представленные на рис. 2 и 3, должны быть на столе каждого эффективного собственника и управленца генерирующих мощностей. С помощью этих графиков практически любое маркетинговое решение по сбыту и техническое решение по производству легко и однозначно оценивается и имеет четкое количественное значение эффективности по топливу.

**Третий национальный показатель энергоресурсосбережения – коэффициент полезного использования топлива при выработке (потреблении) тепловой и электрической энергии.**

Российская энергетика имеет уникальную возможность использовать одну из своих национальных особенностей – холодный климат – себе во благо – для снижения затрат на энергообеспечение. Именно холодный климат обеспечивает надежное потребление низкопотенциальной энергии, полученной при производстве тепловой и электрической энергии по комбинированному способу производства.

Учитывая, что «...удельные расходы топлива на ТЭЦ не являются объективными показателями совершенства ТЭЦ, их применение для формирования тарифов тормозит развитие теплофикации городов и приводит к перерасходу топлива...»<sup>4</sup> и то, что существующая статистическая отчетность неверна, постараемся определить эффективность различных технологий переработки топлива в энергию с помощью показателей, исключающих перекрестное субсидирование, а именно КПИТ и W.

Чтобы наглядно почувствовать эффективность применения этих показателей, введем дополнительное технико-экономическое понятие процессинг топлива. Это анализ маржинальной и операционной прибыльности денежных затрат, вложенных в переработку топлива, с применением КПИТ и W, позволяющих выявить объемы прибыли и убытков для трех различных видов энергии:

- **комплиментарной (комбинированной)**, производимой в чисто теплофикационном режиме работы без сброса тепла в окружающую среду;

- **раздельной (конденсационной) электрической**, произведенной со сбросом тепла в окружающую среду и
- **раздельной тепловой энергии**, не участвующей в производстве электроэнергии<sup>5</sup>.

Результаты процессинга топлива Омских ТЭЦ и котельных (таблица) показывают, какой источник энергии является прибыльным и эффективным, а какой – затратным и из-за скрытого (технологического) перекрестного субсидирования теряет свою эффективность.

#### Источники прибыльности:

- самым прибыльным видом переработки топлива в энергию является технология производства комплиментарной энергии на ТЭЦ-5. Благодаря высокому значению удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления (0,54 МВт/Гкал) и даже при невысоком значении КПИТ = 64,5 % операционная прибыль самая большая и составляет 0,94 руб. на 1 руб. экибастузского угля;
- на втором месте по прибыльности находится раздельная тепловая энергия на ТЭЦ-5 (0,66 руб. на 1 руб. экибастузского угля) и раздельная тепловая энергия ТЭЦ-3 (0,49 руб. на 1 руб. газа). Однако из-за чрезвычайно малой доли этот показатель необходимо уточнять;
- на третьем месте по прибыльности находится комплиментарная энергия на ТЭЦ-3 (несмотря

Таблица

Процессинг топлива некоторых ТЭЦ Омска

Показатель	Котельная ТЭЦ-2	ТЭЦ-3 газ	ТЭЦ-4 уголь	ТЭЦ-5 уголь	Котельная ТЭЦ-6	Суммарно по Омску
Коэффициент полезного использования топлива нетто, %	88,4	70,8	52,5	64,5	88,5	65,7
Удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления (W), МВт/Гкал		0,3	0,39	0,54		0,417
Относительная операционная прибыль при производстве всей энергии, руб. прибыли/руб. затрат на топливо, в том числе:	-0,58*	0,41	0,07	0,75	0,08	0,39
- комплиментарной энергии		0,45	0,34	0,94		0,56
- раздельной электрической энергии		-0,006*	-0,34*	0,145		-0,13*
- раздельной тепловой энергии	-0,58*	0,49	0,28	0,66	0,08	0,37

\* Убыток.

<sup>4</sup> Андриященко А. И. О разделении расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // А. И. Андриященко // Теплоэнергетика. – 2004. – № 8.

<sup>5</sup> Богданов А. Б. Принципы организации рыночной энергетики России / А. Б. Богданов // Энергосбережение. – 2009. – № 5. – С. 62–65.

на относительно невысокий КПИТ = 70,8 %) – 0,45 руб. на 1 руб. природного газа.

#### Источники убыточности:

- на (котельная) ТЭЦ-2, несмотря на высокий КПИТ сжигания газа, равный 88,4 %, производство тепла приносит самый большой убыток – 0,58 руб. на 1 руб. природного газа.
- второе место занимает производство электроэнергии по конденсационному циклу на ТЭЦ-4 – 0,34 руб. на 1 руб. экибастузского угля по причине большой доли конденсационной нагрузки на ТЭЦ;
- на третьем месте находится конденсационная электроэнергия от ТЭЦ-3 – 0,006 руб. на 1 руб. природного газа.
- котельные, даже такие высокоэкономичные, как на ТЭЦ-6 с КПД нетто = 88,5 % (с учетом потребления топлива на электроэнергию для электрических собственных нужд), не приносят прибыли, не говоря уже о других, таких как на ТЭЦ-2.

#### Можно сделать парадоксальные выводы, важные для эффективного собственника и регулятора ТЭЦ:

1. В центре крупных городов производить **комплиментарную энергию прибыльнее в 4–7 раз, чем конденсационную**. Чем полнее выполнить требования комплиментарного потребителя, тем успешнее будет бизнес.

2. Ориентирование только на КПИТ ТЭЦ и котельных приводит к глубоко ошибочным экономическим решениям. Для анализа эффективности производства и формирования тарифного предложения необходимо уходить от «котлового» метода анализа на анализ «маржинальных» издержек отдельно для каждого вида товара.

3. Нужно завоевывать потребителя комплиментарной энергии, даже если кажется, что энергоисточник перегружен. Нужно делить бизнес на отдельные виды энергетического товара и передавать пиковые нагрузки пиковым котельным с индивидуальными тарифными предложениями (1).

Экономия топлива на производство электроэнергии в 1,7–2,2 раза могут обеспечить только потребители отработанного тепла от ТЭЦ. Самые современные ГРЭС и котельные не могут создать значительную экономию топлива (максимально 2–3 %), поэтому:

- в России, в отличие от Западной Европы, где теплый климат, совершенно неактуально

инвестировать строительство конденсационных ГРЭС, повышать параметры острого пара, разрабатывать амбициозные проекты типа ГОЭЛРО-2;

- программа строительства котельных в городах также ошибочна, т. к. не использует энергию отработанного тепла ТЭЦ и ГРЭС. Ущерб при эксплуатации котельной достигает 75–81 % от годового расхода топлива на котельной;
- только применяя технологию потребления тепла и создав программу государственной теплофикации России, можно обеспечить рост коэффициента полезного использования топлива в 1,7–2 раза (с 33–40 до 77–79 %);
- использовать эффект от экономии должны только потребители сбросного тепла ТЭЦ и ни в коем случае не потребители электрической энергии, абсолютно не причастные к данной экономии;
- главная преграда для развития теплофикации – политическое субсидирование монополии электроэнергетики за счет потребителей тепла теплоэнергетики региона.

Итак, выше рассмотрены три важнейших качественных показателя, которые по своей сути должны носить статус целевых и определять будущее развитие энергоресурсосберегающей энергетики России. Их применение позволяет достоверно осуществлять экономический анализ, нормирование энергосберегающих мероприятий, определять эффективность работы собственников, регуляторов, губернаторов и т. д.

Для выхода из сложившейся ситуации предлагается разработать с привлечением специалистов, владеющих основами перекрестного субсидирования, проекты методических указаний:

- по выявлению размеров перекрестного субсидирования в энергетике России;
- по процессингу топлива при производстве комплиментарной энергии, основанных на применении трех национальных показателей энергосбережения.

#### Литература

1. Богданов А. Б. Принципы организации рыночной энергетики России / А. Б. Богданов // Энергосбережение. – 2009. – № 6. – С. 60–65.
2. Богданов А. Б. История взлетов и падения теплофикации России / А. Б. Богданов // Энергосбережение. – 2009. – № 3. – С. 42–47. ■