



Александр Богданов
главный технолог ЗАО «Е4-СибКОТЭС»

О принципах анализа маржинальных издержек

Для достижения государственного оптимума топливообеспечения в условиях комбинированного потребления тепловой и электрической энергии, повышения эффективности рыночных отношений в энергетике, снижения объемов перекрестного субсидирования, перевода субсидирования из неявного в явное российским органам, определяющим методы тарифного и нагрузочного регулирования в энергетической сфере, необходимо учитывать принципы, которые адекватно отражают технологию экономного производства и потребления энергии. Таких принципов пять:

- 1) потребление — первично, производство — вторично;
- 2) энергопотребление и энергопроизводство неразрывны во времени;
- 3) энергопотребление и энергопроизводство неразрывны в пространстве;

- 4) на конкурентный рынок поставляется не один, а два вида энергетической продукции — энергия и заявленная мощность;
- 5) на конкурентном рынке не должно быть скрытого перекрестного субсидирования одних потребителей за счет других.

Принципы 1 и 5 — универсальные и всеобъемлющие. Они применимы в отношении любых видов товарной продукции, поставляемых на рынок. Принципы 2, 3 и 4 — узкоспециализированные, характерные только для таких специфических видов товара, как энергия и мощность.

Принцип 1.
Потребление — первично,
производство — вторично

Это один из важнейших — базовых — принципов организации эффективного тарифного и нагрузочного менеджмента в условиях конкурентного рынка, и именно он больше всего не понимается и не принимается

на всех уровнях регулирующих и надзорных органов в энергетике.

В основу анализа коммерческой деятельности закладываются данные энергетического баланса производителя без оценки потенциала потребления тепла и энергии конечным получателем. А условия потребления могут быть диаметрально противоположными.

Городской житель, использующий комплиментарную (комбинированную) энергию от ТЭЦ, уже обеспечил покупку электроэнергии, выработанной с КПД 85, а не 35%. Однако региональная энергетическая комиссия и Федеральная служба по тарифам, ссылаясь на несовершенство законодательства, не предусматривают в тарифной политике естественного права потребителя на выбор варианта с затратами топлива в 2,2 раза ниже. Установив средние по региону цены на энергию без учета свойств потребителя, именно регулирующие органы (ФСТ, РЭК) ориентирует местные

власти и бизнес на массовое строительство котельных, полностью лишая конечного получателя энергетической продукции стимула заставить производителя энергии внедрять топливосберегающие технологии.

Мало того, производителю энергии не только невыгодно делать это, но даже экономически вредно. Надзорный орган через 3—4 года уберет из тарифа составляющую «эффект от внедрения», а риски и трудности останутся! Зачем рисковать — медаль все равно не дадут! Таким образом, сегодня, как и в условиях регулируемой монополии, проще выполнять золотое правило: «лучше всего находиться в середняках, не высовываться, но и не отставать».

Из-за механистического усреднения тарифов страдает общество в целом, а можно было бы на 40% сократить потребление топлива для выработки энергии на отопление и освещение.

В целях адекватного учета принципа 1 в тарифной энергосберегающей политике необходимо понять,

что разница топливной составляющей в тарифах для потребителей комплиментарной (комбинированной) электроэнергии должна быть в 2,2 раза ниже, чем для потребителей конденсационной энергии.

Принцип 2. **Энергопотребление** **и энергопроизводство** **неразрывны во времени**

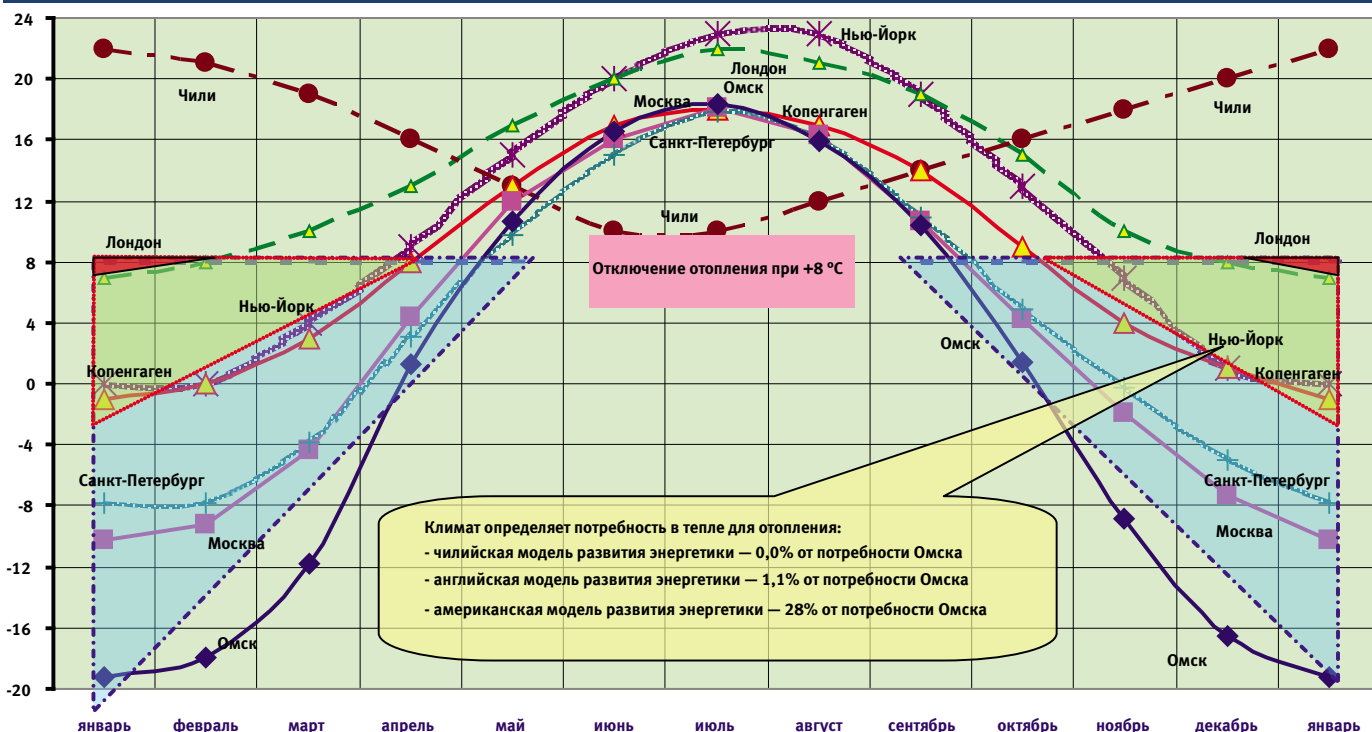
Это важнейший и очевидный принцип энергетики, который отражает особенности резко континентального климата и тоже постоянно нарушается регулирующими органами в отношении комбинированных видов товара.

Каждому времени года соответствуют свои затраты на производство энергии, например отпуск равного количества тепла (допустим, 1 000 Гкал/год) требует совершенно разных затрат. Если бы нагрузка равномерно распределялась в течение года в виде горячего водоснабжения, то необходимая мощность оборудования составила бы 0,114 Гкал/ч. Меж-

ду тем в недельный максимум температур для Новосибирска она возрастает до 5,95 Гкал/ч, то есть в 52 раза! При этом подобные мощности задействованы всего одну неделю в году, остальное же время они вынуждены простаивать. А вот цена поставляемого тепла, рассчитываемая в соответствии с существующим методом ценообразования, оказывается одинаковой, хотя мороз своей неотвратимостью и постоянством диктует необходимость использования различных временных тарифов!

Усредняющая политика формирования энерготарифов абсолютно не учитывает ни временной, ни климатический факторы, которые и определяют модель развития энергетики в каждом конкретном регионе (см. рисунок). Для Омска потребность в тепле, которое может «участвовать» в комбинированном производстве тепловой и электрической энергии, принята за 100%; для Чили этот показатель не существует в принципе, так как средняя температура воздуха там не опускается ниже +8 °С.

«Крылья теплофикации» России





**Принцип 3.
Энергопотребление
и энергопроизводство
неразрывны в пространстве**

Огромные российские просторы и резко континентальный климат — две основные составляющие, которые кардинально отличают российскую модель энергетики от западных. На словах все согласны с их воздействием, а вот в законодательных и нормативных документах они практически не отражены. Политика ценообразования не рассматривает явную зависимость стоимости энергии от дальности ее транспортировки и требуемой для этого мощности. Мало того, для сельского потребителя, на сотни километров удаленного от источников генерации, регулирующий орган устанавливает неоправданно низкий тариф, не отвечающий технологии производства, затратам на транспортировку энергии и содержание мощности.

Проиллюстрируем этот парадокс на примере неадекватного учета расстояний при формировании тарифов на энергетическую продукцию. В 2003 г. активно обсуждался вопрос о целесообразности размещения мини-ГЭС в Знаменском районе Омской области на одной из таежных речушек с оригинальным названием Шиш. Для справки: в 40-х гг. прошлого века строители Беломорканала на северных реках возвели более 20 микро- и мини-ГЭС для обеспечения собственной электрической энергией северных районов. С приходом большой энергетики в 60-х гг. все мини-ГЭС были остановлены и разрушены как неэкономичные. Здравый смысл подсказывает: вместо того чтобы тянуть сотни километров линий электропередачи к рассредоточенным мелким потребителям, выгоднее оказалось бы использовать местные источники генерации — мини-ГЭС.

Расчеты расходов на производство и транспортировку электро-

энергии в Знаменском районе свидетельствуют, что с учетом 10—20-процентной загрузки существующего оборудования, фактических технологических и коммерческих потерь затраты составляли бы до 174 коп. за кВт·ч при усредненном тарифе для сельского населения 40 коп./кВт·ч. Формирование энерготарифа на базе реального объема затрат для данного района обеспечило бы окупаемость строящейся мини-ГЭС. Однако заниженный более чем в 4 раза тариф для села не позволяет выявить центры прибыли и потерь и принять эффективные топливосберегающие решения в целом по региону.

Именно в 3—5-кратном искусственном уменьшении стоимости транспортировки энергии до территориально удаленного потребителя против обоснованной величины тарифа для близлежащего получателя и заключается нарушение принципа неразрывности энергопроизводства и энергопотребления в пространстве. Это приводит к тому, что в столь богатой ресурсами стране, как Россия, до сих пор нет экономической основы эффективного использования мини-ГЭС, ветроэнергетики и местных источников топлива для энерговыработки и последующего энергообеспечения удаленных поселений. По причине неадекватного учета маргинальных издержек, игнорирования такого фактора, как расстояние, до настоящего времени не освоена потенциально огромная потребительская ниша применения абсорбционных тепловых насосов в удаленных пунктах тепловой сети.

Вывод: отношение минимально низких тарифов на транспортировку энергии для близлежащего компактно расположенного потребителя, находящегося в центре тепловых и электрических нагрузок, к максимально высоким тарифам для удаленного и территориально рассредоточенного потребителя должно соответствовать затратам на переда-

В английской модели развития энергетики теоретически появляются условия для теплофикации в течение 40—50 дней в году, когда температура окружающей среды менее +8 °С, однако в целом за год доля теплофикации может составить всего 1,1% от потребности в тепле Омска. В американской и датской моделях¹ доля теплофикации значительно возрастает (порядка 28% от потребности Омска).

Все вышеизложенное подтверждает вывод о том, что именно климат определяет размер «крыльев теплофикации». В погодных условиях Омска отношение минимально низких тарифов к максимально высоким, учитывающее факторы времени и климата, не должно быть меньше, чем 1:9,3.

¹ В ст. 6.1 п. 4 Закона о теплоснабжении Дании от 1990 г. № 382 предписывается: «любое предприятие свыше 1 МВт мощности должно быть приспособлено под комбинированное производство тепловой и электрической энергии».

чу энергии в пространстве и быть не меньше, чем 1:4.

Принцип 4.
На конкурентный рынок поставляется не один, а два вида энергетической продукции — энергия и заявленная мощность

Это один из самых постоянно и легко нарушаемых принципов «рыночной» энергетики. Ради простоты экономического и бухгалтерского учета все затраты усредняются и относятся именно на энергию. Калькулируется и продается только энергия, задача включить в оплату заявленную и фактически используемую конечным потребителем мощность вообще не ставится. Зачем, раз так считать легче!

Под заявленную мощность разрабатывается энергетическая схема, выбирается состав оборудования на ТЭЦ, строятся электрические и тепловые сети. В настоящее время при расчете тарифов за основу, как правило, принимают установленную мощность оборудования производителя и транспортировщика. Собственнику энергетических мощностей это, безусловно, выгодно — все издержки на содержание 100% обо-

рудования можно включить в тариф. Однако получателю энергии, бывает, требуется только 15—25%, и надо обеспечивать именно заявленную потребителем, а не установленную на ТЭЦ и тепловых сетях, на ГРЭС и электрических сетях мощность. Такой подход кардинально меняет метод экономического анализа в данной сфере.

В качестве классического примера двухтарифной системы оплаты услуг можно привести расценки на телефонную связь. Еще совсем недавно, лет пять назад, возникали дебаты о необходимости внедрения повременного учета стоимости телефонных переговоров. Сейчас уже никого не удивляет отдельная плата, которую взимают за доступ к телефонным сетям, и повременная тарификация фактически проведенных переговоров.

Принцип 5.
На конкурентном рынке не должно быть скрытого перекрестного субсидирования одних потребителей за счет других

Рассмотрим различия потребности в топливе и возникающие при

этом объемы перекрестного субсидирования при использовании получателями равного количества тепловой и электрической энергии.

1. Принято, что тепловые и электрические сети работают без потерь.
2. Отпуск тепла для всех потребителей составляет 100 Гкал/ч.
3. КПИТ котельной, производящей раздельное тепло, — 84%.
4. КПИТ ГРЭС, вырабатывающей раздельную электроэнергию, — 35% (рост в 2,43 раза).
5. КПИТ ТЭЦ, производящей тепло и электроэнергию в комбинированном режиме, — 85%.
6. Удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления для турбины 240 ата:
 - 50 °C — $W_{\text{выр}} = 0,75$ МВт/Гкал;
 - 65 °C — $W_{\text{выр}} = 0,71$ МВт/Гкал;
 - 95 °C — $W_{\text{выр}} = 0,58$ МВт/Гкал;
 - 150 °C — $W_{\text{выр}} = 0,42$ МВт/Гкал.

По пунктам 2 и 3 наглядно видно, что комбинированное производство тепловой энергии от ТЭЦ для теплицы является источником дотаций 36,6% топлива и 70 МВт теплофикационной мощности, например для алюминиевой промышленности.

Пункты 4 и 5 показывают, что жители города, потребляющие тепло от ТЭЦ для нужд горячего водоснабжения, также являются донорами 35,2% топлива и 66 МВт теплофикационной мощности, скажем, для населения села и города, получающего электроэнергию, выработанную только в конденсационном цикле. Если же они потребляют тепло для отопления, то становятся донорами 27,5% топлива и 48 МВт мощности, допустим, для железной дороги, не использующей тепло от ТЭЦ, произведенное теплофикационным способом (пункты 6 и 7).

Пункты 1 и 2 говорят о том, что теплицы, подпитываясь теплом от ТЭЦ и обеспечивая экономию топлива в 36,6%, всего на 7% менее затратны, чем при раздельном производстве электрической и тепловой энергии.

Э П

