

# ТЕПЛОФИКАЦИЯ

## Котельнизация России – беда национального масштаба

А.Б. Богданов, заместитель начальника департамента перспективного развития, Омская ЭГК ТГК-11

**Теплофикация** – это процесс централизованного обеспечения потребителей тепловой энергией, полученной на ТЭЦ по комбинированному способу производства тепловой и электрической энергии в единой технологической установке.

**Котельнизация** – процесс обратный теплофикации – переход от комбинированного производства тепловой и электрической энергии от ТЭЦ на раздельное энергоснабжение: теплоснабжение от индивидуальных, квартальных, крышных котельных, и электроснабжение от ГРЭС или ТЭЦ, работающих в конденсационном режиме.

### Пора переосмысления

Прошло 13 лет с того времени, как произошел переход от советской плановой теплоэнергетики на российскую рыночную теплоэнергетику. Минувший 2005 г. в энергетике России знаменуется коренными изменениями. АО-энерго разделились по профильным видам деятельности. Общество подведено к тому, чтобы региональную энергетiku вывести на «эффективные» рыночные отношения. Однако модель рыночной энергетики, которая взята с западного плеча, российским потребителям тепла и электроэнергии совершенно не подходит. Именно просторы и российские морозы являются главными отличительными признаками того, что в российской энергетике надо «выбирать свою колею, и идти своим путем». Одной из самых серьезных ошибок проводимых реформ в энергетике России, на мой взгляд, является то, что в самом начале реформ принято волевое решение о разработке концепции развития только электроэнергетики, а не теплоэнергетики в целом. Опыт и знания «старых теплоэнергетиков», академической науки, о необходимости дальнейшего развития теплофикации, не были восприняты как стратегическая линия развития отрасли. В результате одно из величайших достижений советской плановой экономики – последовательное развитие теплофикации, осталось без государственной и без правовой поддержки. Именно теплофикация позволяет использовать нашу Российскую особенность – холод окружающей среды во благо всего общества. Но, что происходит спустя 13 лет после отказа от плановой экономики? В центре миллионного города Омска, в зоне действия

тепловых сетей строятся модульные котельные, и тепловые потребители отключаются от действующих ТЭЦ. Именно теплофикация – совместное производство тепловой и электрической энергии, которая экономит для региона не 20-30%, а не менее 50% топлива для электрических потребителей, оказалась невостребованной в стране холода в рыночных условиях. В российском государстве не оказалось эффективных собственников, эффективных регулирующих органов, эффективных законодателей, кому действительно был бы выгоден коллективный оптимум в виде 50% снижения расхода первичного топлива! Региональная энергетика – это не просто концентрация политики, экономики и огромных денежных потоков, а это, прежде всего, высокие технологии, и эффективно руководить стратегией развития энергетики должны специалисты, понимающие суть и смысл энергетического производства, чувствующие границы, а не просто чудо-менеджеры, умело использующие отсутствие эффективных законов, безграмотность управляющих и надзирающих органов. Давно наступило время, когда необходимо остановиться, оглянуться и посмотреть, а как же жить дальше.

### Выработка электроэнергии на тепловом потреблении – главный и однозначный показатель эффективности Российской теплоэнергетики

С момента появления первой ТЭЦ в России и до настоящего времени аналитики теплоэнергетики пытаются определить уровень технического совершенства производства энергии на ТЭЦ по двум видам показателей эффективности:

а) показатель абсолютной теплоэнергетической эффективности – коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) ТЭЦ (%);

б) показатель относительной эффективности – удельный расход топлива на электроэнергию (г/кВт·ч, кг/МВт) и удельный расход топлива на тепловую энергию (кг/Гкал, кг/МВт).

КПИТ – это показатель, характеризующий эффективность работы сложной теплоэнергетической системы, но он не учитывает различие качества тепловой и электрической энергии. По этому показателю получается, что КПИТ котельной составляет 95%, что в 2,3 выше, чем КПИТ самой современной ГРЭС, составляющей 42%

(а остальные 58% энергии топлива, сожженного на ГРЭС, выбрасываются в окружающую среду). Именно этот факт, что КПИТ модульной котельной достигает 92-95%, а потери по неизолированным теплотрассам составляют более 20%, заказчиками теории котельнизации России принимается как достаточно убедительный довод для обоснования решений по отказу от теплофикации и переходу на котельные. Однако же, по сути, этот довод является только красивой ширмой для неинформированного и мало информированного потребителя тепловой энергии. Суть в другом – в эффективности вложения капитала в собственность, но об этом чуть ниже.

Если по определению КПИТ ТЭЦ нет принципиальных разногласий, то по удельному расходу топлива на тепловую и электрическую энергию на ТЭЦ все долгие 85 лет, со дня появления первой ТЭЦ, проходят жаркие дискуссии. Неоднозначность распределения затрат топлива на тепловую энергию и на электрическую энергию, при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии, явилась предметом научных споров и политических решений. Результатом принятия политических решений в 1952 и 1992 годах [1-2] в пользу потребителей электрической энергии за счет потребителей тепловой энергии от ТЭЦ, явилось глубочайшее перекрестное субсидирование в теплоэнергетике. И если во времена ГОСПЛАНА, управляемое перекрестное субсидирование между теплоэнергетикой и электроэнергетикой позволило обеспечить так называемый «народнохозяйственный эффект», то с переходом на рыночные отношения перекрестное субсидирование привело к глубочайшему искажению стоимости производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, в результате чего комбинированный способ производства, позволяющий экономить не менее 50% первичного топлива на ТЭЦ, стал вытесняться якобы на конкурентном рынке, и пошло «дикое» завоевание энергетического рынка, путем строительства индивидуальных, квартальных и крышных котельных.

Однако, не удельный расход топлива на выработку тепла и электроэнергии, и не КПИТ являются самыми наглядными показателями, характеризующими эффективность ТЭЦ, а удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления  $W$  (МВт/Гкал) является главнейшим и однозначным показателем тепловой экономичности ТЭЦ, ПГУ, ГТУ. Например: для современной мини-ТЭЦ с низкими параметрами пара на турбине (13 ата и  $T=250$  °С) удельная выработка составляет  $W=0,234$  МВт/Гкал; для современной ТЭЦ с паровой турбиной 130 ата и  $T=550$  °С удельная выработка поднимается в 3 раза и составляет до  $W=0,62$  МВт/Гкал; а для современной парогазовой установки ПГУ-60

ММП «Салют» с котлами-утилизаторами на давление 90 ата и  $T=540$  °С удельная выработка поднимается до максимально возможного значения  $W=1,4$  МВт/Гкал. Применение тепловых насосов с утилизацией теплоты парообразования из уходящих газов котлов позволяет поднять коэффициент топливоиспользования ТЭЦ с 88-92% до 96-104% (в отдельных случаях, когда имеется низкотемпературный потребитель, можно использовать скрытую теплоту парообразования, которая обычно выбрасывается в атмосферу, и не учитывается при определении КПИТ).

Очень часто заводы-изготовители газовых турбин, чтобы привлечь покупателей, в своих рекламных листах приводят такой показатель как удельный расход топлива на выработку электроэнергии, например 135-150 г/кВт·ч, и при этом не указывается удельный расход топлива на тепло. Это некорректно, неоднозначно. Только выработка электроэнергии на базе теплового потребления совместно с КПИТ являются однозначными показателями высокой эффективности комбинированного производства энергии!

#### Комбинированные потребители энергии – «доноры энергосбережения»

С советских времен и до настоящего времени сложилось распространенное мнение, что производство тепловой энергии на ТЭЦ является убыточным производством, и что государство якобы вынуждено дотировать производство тепла от ТЭЦ для населения, за счет выгодной электрической энергии. И в настоящее время в информационных материалах региональных энергетических комиссий заботливо отмечается, что для населения применены льготные тарифы. Однако, это глубоко ошибочное мнение. Квалифицированные теплотехнические расчеты расхода первичного топлива, выполненные без политического давления и перекрестного субсидирования, заложенные в существующих нормативных документах [3-5], показывают, что каждый житель, потребляющий тепло отработанного пара ТЭЦ, является самым выгодным потребителем. Именно тот факт, что у жителя страны с холодным климатом потребление тепловой энергии в 10-12 раз больше, чем потребление электрической энергии, является базовым показателем того, что именно житель городов и поселков, потребляющий тепло от ТЭЦ, обеспечивает дешевой электроэнергией не только себя, но и остальных жителей региона.

Расчеты показывают (табл. 1), что каждый житель города, потребляющий тепло в виде отопления и горячего водоснабжения от современной ТЭЦ (130 ата при  $\alpha_{тф}=1$ ), обеспечивает экономное производство электроэнергии для себя и для 6,9 жителей области. Причем, чем выше удель-

Таблица 1. Удельные расходы топлива на комбинированную теплоэлектроэнергию, тепловую и электрическую энергию ТЭЦ.

Источники	Раздельное энергопотребление			Комбинированное энергопотребление от ТЭЦ			Перерасход топлива при переходе от комбинированного потребления к раздельному
	электроэнергия, $N_{\text{конд}}$	тепловая энергия, $Q_{\text{котл}}$		удельная выработка, $W$	комбинированная теплоэлектроэнергия, $S_{\text{комб}}$		
	кг/МВт	кг/МВт	кг/Гкал	МВт/Гкал	кг/МВт	кг/Гкал	%
ГРЭС+Котельная	331,5	144,2	167,7	0,0	–	–	–
Мини-ТЭЦ (13 ата)	712,2	149,6	173,9	0,234	149,6	173,9	20,3
ТЭЦ (130 ата)	366,0	148,3	172,4	0,62	148,3	172,4	38,6
ПГУ (90 ата)	218,9	129,2	150,2	1,4	129,2	150,2	91,7

ная выработка на тепловом потреблении  $W$ , тем для большего числа жителей области можно обеспечить экономное производство электрической энергией от ТЭЦ. Так относительно простые мини-ТЭЦ, с параметрами пара  $P=13$  ата и  $T=250$  °С обеспечивают выработку электроэнергии всего для 2,8 жителей области. А вот самая совершенная в технологическом отношении ПГУ-60 обеспечивает экономное производство электроэнергии на базе потребления тепла одного жителя уже для 17,9 жителей области!

Технические расчеты по определению расхода топлива показывают, что котельнизация приводит к огромному перерасходу топлива в целом по региону, по стране. Даже, если взять 3-кратное повышение нормативных тепловых потерь в виде энергии первичного топлива в тепловых сетях с 5 до 15%, то суммарный перерасход первичного топлива, на обеспечение жителей равным количеством тепловой и электрической энергии при переходе от централизованного отопления от ТЭЦ к раздельному от котельных, составляет (при  $\alpha_{\text{тф}}=1$ ): для ТЭЦ (130 ата,  $W=0,62$  МВт/Гкал) – 38,6%; для мини-ТЭЦ (13 ата,  $W=0,234$  МВт/Гкал) – 20,3%; а для ПГУ (90 ата, 1,4 МВт/Гкал) – 91,7%.

### Кто выигрывает и кто проигрывает от «котельнизации» России

Отключение тепловых потребителей от ТЭЦ электрогенерирующей компании влечет за собой перерасход топлива для потребителей электроэнергии в регионе, для потребителей тепла от котельной, к ущербу для ТЭЦ, от которой были отключены тепловые потребители.

Результаты расчета ущерба для случая, когда от Омских ТЭЦ отключились тепловые потребители с нагрузкой 77 Гкал/ч (переключение от ТЭЦ к своим котельным), приведены ниже.

Омские ТЭЦ теряют 214,6 млн руб./год, в том числе:

- от потребителей тепловой энергии (до 28,7 тыс. чел., что равно реализации тепла – 297 тыс. Гкал/год или 86,4 млн руб./год);
- от потребителей электрической энергии, получающих электроэнергию по комбинированно-

му способу производства (222 тыс. чел. автоматически переходят на оптовый рынок электроэнергии, что равно реализации электроэнергии до 180 млн кВт·ч/год или 128,2 млн руб./год);

□ кроме того, ТЭЦ и тепловые сети увеличивают затраты на содержание неиспользуемого резерва тепловых мощностей (до  $1718+77=1795$  Гкал/ч).

Население Омской области – конечные потребители тепловой и электрической энергии – оплачивают:

□ бесполезный перерасход первичного топлива на ГРЭС оптового рынка – 33,6 тыс. т у.т. (40 млн руб./год);

□ в тарифе затраты на бесполезно построенные котельные, газовые сети, водопровод, электрические сети – 77 Гкал/год (270 млн руб.).

Увеличение выбросов парниковых газов, определенных Киотским соглашением (от бесполезно сожженного газа) – 65,6 т  $\text{NO}_x$ /год.

Есть и приобретения от переключения 77 Гкал/ч от ТЭЦ к котельным:

□ заводы, производящие водогрейные котлы, приобретают рынок сбыта до 150 млн руб.;

□ собственники вновь построенных водогрейных котельных приобретают объемы реализации продукции – 105 млн руб./год;

□ собственники ГРЭС – завоевывают рынок сбыта электрической энергии по конденсационному циклу до 72 млн руб./год.

Оппоненты безусловно возразят, что основанием для принятия решений являются не промежуточные технические показатели в виде удельных расходов топлива, а итоговый показатель – цена тепловой и электрической энергии, учитывающая все затраты. Да, цена является основной движущей силой для принятия экономических решений, но существующие методы ценообразования в энергетике ориентированы именно на то, что переменные и постоянные затраты при производстве энергии распределяются пропорционально расходу топлива. Однако существующая система распределения затрат и формирования тарифов, на якобы регулируемом рынке, совершенно не отражает объем издержек при производстве тепловой и

электрической энергии на ТЭЦ. Фундаментальной первопричиной неадекватного разделения затрат при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ является глубочайшее технологическое (неявное) перекрестное субсидирование в теплоэнергетике ТЭЦ, достигающее более 400÷800% (подробнее об этом см. «НТ» № 5 (45), 2004 г., А.Б. Богданов «Почему не внедряются энергосберегающие технологии» – прим. ред.).

### Пути выхода из сложившейся ситуации

Для того, чтобы наглядно показать степень эффективности производства энергии на ТЭЦ введем еще два новых понятия: комбинированная теплоэлектроэнергия ТЭЦ –  $S$ , и процессинг топлива –  $Pr$ . Теплоэлектроэнергия – это комбинированный вид тепловой и электрической энергии, получаемый в комбинированном цикле производства (в паровой, газовой турбине) на базе теплового потребления, без сброса тепла в окружающую среду. Процессинг – процесс превращения стоимости исходного продукта – первичного топлива в стоимость выходного продукта – тепловой, электрической и комбинированной энергии.

В отличие от ГРЭС и котельных, ТЭЦ производит три вида выходного продукта с совершенно различной экономической эффективностью:

- электрическая энергия, произведенная по конденсационному циклу –  $N_{\text{конд}}$ ;
- тепловая энергия от котлов,  $POU - Q_{\text{котл}}$ ;
- неизвестная, и не принимаемая для анализа комбинированная энергия – теплоэлектроэнергия –  $S_{\text{комб}}$ , с содержанием доли электроэнергии –  $d_{\text{ээ}}$ , (%).

Расчет количества производства и реализации комбинированной теплоэлектроэнергии ТЭЦ производится как в традиционных для России единицах измерения (Гкал), так и в традиционных для западных стран (МВт·ч) (см. табл. 1).

Главным отличием анализа термодинамической эффективности производства комбинированной теплоэлектроэнергии на ТЭЦ заключается в том, что при анализе работы ТЭЦ исключены неоднозначные показатели эффективности, такие как удельный расход топлива на тепловую энергию от ТЭЦ и удельный расход топлива на электрическую энергию от ТЭЦ. Наглядно и однозначно видно, что комбинированная теплоэлектроэнергия на ТЭЦ (130 ата) с удельной выработкой на тепловом потреблении  $W=0,62$  МВт/Гкал, производится с затратами топлива 148,3 кг/МВт, что в 2,2 раза экономичнее, чем производство электроэнергии на ГРЭС – 331,5 кг/МВт·ч. По технологической сути производство комбинированной теплоэлектроэнергии ( $S_{\text{комб}}=149,6$  кг/Гкал) на ТЭЦ равноэкономично производству тепловой

энергии ( $Q_{\text{котла}}=149,6$  кг/Гкал)! В итоге, на базе теплового потребления одного потребителя – «донора энергосбережения» от ТЭЦ для 7,9 жителей региона экономится 38,6% первичного топлива.

Более наглядно экономическую эффективность производства комбинированной энергии видно из анализа процессинга для каждого из трех видов энергетической продукции ТЭЦ. Эффективность процессинга (ЭПр) топлива определяется величиной отношения операционной прибыли (ОП), полученной при переработке исходного продукта для ТЭЦ, – к стоимости затраченного топлива (ЗТ):

$$\text{ЭПр}_{\text{ТЭЦ}} = \text{ОП}/\text{ЗТ}.$$

Результаты расчета прибыльности процессинга топлива для трех различных видов продукции для трех ТЭЦ и для двух котельных приведены в таблице 2.

Результаты расчетов эффективности процессинга топлива наглядно показывают о «диком» скрытом (технологическом) перекрестном субсидировании при производстве различных видов энергии на ТЭЦ. Вместо ожидаемой (нормируемой, регламентируемой) нормы рентабельности порядка 8-10% эффективность процессинга изменяется от 1,2-1,8 руб./руб. (120-180%) комбинированной теплоэлектроэнергии до 0,138 руб./руб. (–13,8% убытка) конденсационной электроэнергии.

Выход из сложившейся парадоксальной ситуации заключается в необходимости отказа от существующей практики формирования тарифов для двух видов продукции – тепловой и электрической энергии. Рыночные отношения в теплоэнергетике региона необходимо основывать для трех видов энергетической продукции на ТЭЦ: комбинированной теплоэлектроэнергии, конденсационной электроэнергии и тепловой энергии.

В заключение хочу отметить, что осмысление о необходимости введения нового вида энергетического товара – комбинированной теплоэлектроэнергии – пришло после многолетних обсуждений и споров со своим коллегой по работе Шлапаковым В.И. Именно после организации рынка комбинированной энергии, сразу же сами собой исчезнут многолетние бесполезные споры о том, кому отдавать выгоду от теплофикации – электрическим или же тепловым потребителям. Эффект в виде снижения тарифа получат только те потребители, которые реально получают тепло от ТЭЦ и обеспечивают производство электроэнергии по комбинированному циклу [6]. С внедрением этой методики всем потребителям будет выгодно заключать прямые договоры и в целом появится экономический стимул для внедрения энергосберегающих технологий.

Таблица 2. Показатели эффективности процессинга топлива на ТЭЦ и котельных.

Показатель	Единицы измерения	Котельная Южная	ТЭЦ Северная-1	ТЭЦ Северная-2	ТЭЦ Восточная	Котельная Западная
Топливо		газ	газ	уголь	уголь	газ
Отпуск электроэнергии, $N_{ТЭЦ}$	млн кВт·ч	–	1225,8	1547,9	2547,5	–
Отпуск теплоты, $Q_{ТЭЦ}$	тыс. Гкал	1009	4302	3351	4176	1246
Электроэнергия конденсационная, $N_{конд}$ % от отпуска ЭЭ	млн кВт·ч %	–	287,6 23,4	648,7 41,8	687,3 27	–
Тепловая энергия РОУ, котлов, $Q_{котл}$ % от отпуска тепла	тыс. Гкал %	1009	313 7,2	232 6,9	86,6 2,07	1246
Отпуск комбинированной энергии ТЭЦ $S_{комб}=N_{комб}+Q_{комб}$	тыс. Гкал	–	939,2×0,86+ +3898=4705	899,2×0,86+ +3119=3892	1860,2×0,86+ +4089=5689	–
Доля электроэнергии в комбинированной энергии, $d_{ээ}$	%	–	17,2	19,9	28,1	–
Эффективность процессинга топлива на ТЭЦ, $ЭП_{ТЭЦ}$ , в т.ч.:	руб./руб.	<b>0,6866</b>	<b>0,9302</b>	<b>0,8626</b>	<b>1,4653</b>	<b>0,809</b>
Эффективность процессинга комбинированной теплоэлектроэнергии, $ЭП_{комб}$	руб./руб.	–	1,155	1,2896	1,8023	–
Эффективность процессинга конденсационной электроэнергии, $ЭП_{конд}$	руб./руб.	–	–0,138 <b>убыток!</b>	–0,134 <b>убыток!</b>	0,3753	–
Эффективность процессинга тепловой энергии, $ЭП_{котл}$	руб./руб.	0,6866	0,6972	0,6906	0,9393	0,809

### Продажа энергии по маргинальным издержкам – главное условие обеспечения коллективного оптимума

Согласно экономической теории передовых развитых стран для того, чтобы способствовать всеобъемлющему коллективному оптимуму в рыночных условиях, коммунальное энергетическое предприятие – монополист (АО-энерго) должно придерживаться следующих **трех правил ценообразования** :

- удовлетворения спроса;
- сведения к минимуму производственных затрат;
- продажа по маргинальной цене (по предельным издержкам) [9].

Не придерживаясь этих правил и применяя неверную методику распределения затрат, региональная энергетика не может эффективно управлять издержками, сводить к минимуму производственные затраты, не может адекватно определять, во сколько обходится производство тепловой и электрической энергии на существующих ТЭЦ. И если об удовлетворении спроса и о снижении к минимуму производственных затрат имеются поставленные задачи, то о необходимости формирования маргинальных тарифов с соотношением минимальных цен к максимальным ценам как 1 к 8 нет даже постановки цели перед регулирующими органами – ФСТ и РЭК.

В [9] наглядно показано, что стоимость базового тепла составляет 0,5 от среднегодовой стоимости, а пиковая энергия в 4 раза дороже среднегодовой величины. Существующая система формирования тарифов основана на соци-

альном уравнивании тарифов на электрическую и тепловую энергии для всех потребителей – вне зависимости от того, способствуют ли они или нет снижению затрат при производстве тепловой и электрической энергии.

Продолжение следует

#### Литература

- Вопросы определения КПД ТЭЦ. Сборник статей под редакцией академика Винтера. 1953 г.
- Бродянский В.М. «Письмо в редакцию. К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ», Теплоэнергетик. № 9 1992 г. с. 62-63.
- Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации от тепловой экономичности оборудования. СПО ОРГРЭС 1995 г. (РД 34.08.552-95).
- «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», утвержденные Приказом ФСТ от 6 августа 2004 г. № 20-э/2.
- Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, утвержденная Минтопэнерго СССР 18.03.1970.
- Шлапаков В.И. «Закон оплаты за энергию» // Новости теплоснабжения. № 7. 2005 г.
- Lescoeur, J.B. Calland. Tariffs and load management: the French experience. Electricite de France. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, May 1987, p. 458-464. (Тарифный и нагрузочный менеджмент. Опыт Франции).
- Богданов А.Б. «Теплофикация – Золушка теплоэнергетики». // Энергетик. № 11 от 2001 г.
- Богданов А.Б. «Маргинальные тарифы в энергетике» Энергорынок. № 4 (17). 2005 г.