



## Александр Богданов

главный специалист управления энергоресурсосбережения и энергоэффективности ОАО «МРСК Сибири»

# Теплофикация — Золушка энергетики России

## Экскурс в историю

Эта статья была опубликована почти 10 лет назад<sup>1</sup>, но сегодня стала еще актуальнее и злободневнее. Возможно, требование закона о снижении энергоемкости ВВП России на 40% наконец заставит неэффективного регулятора задуматься о своей ответственности за парадоксы отечественной энергетики.

Теплофикация — энергоснабжение тепловых и электрических потребителей на базе комбинированного производства тепла и электроэнергии в одной технологической установке. Переход с раздельного производства энергии на теплофикацию позволяет увеличить коэффициент полезного использования топлива ( $K_{\text{пит}}$ ) в 1,5 раза — с 55 до 83%!

### **Парадоксы отечественной теплоэнергетики**

Специалисты-теплоэнергетики в своей деятельности постоянно сталкиваются с парадоксами. Рассмотрим некоторые из них:

Традиционно считается, что население является дотационным потребителем энергии. Однако, если провести анализ расхода топлива, получится совершенно иная картина. Так, электрическая лампочка мощ-

ностью 100 Вт, горящая в теплой ванной или теплой спальне горожанина (пользующегося одновременно и электроэнергией, и теплом от ТЭЦ), требует не более 17 г/ч условного топлива, а вот такая же лампочка уличного освещения, в гараже, в холодном подъезде, у сельского жителя — более 45 г/ч. Почему? При равной электрической мощности потребность в топливе для различных потребителей электроэнергии отличается в 2,5—4 раза!

Для получения 1 Гкал тепла от отопительных котлов нужно 165 кг условного топлива. Практика работы на ТЭЦ показывает, что, если нагревать воду для отопления домов до 120 °С, необходимо дополнительно не более 85 кг у. т./Гкал, при нагреве до 90 °С — не более 45 кг у. т./Гкал, а чтобы обеспечить температуру до 45 °С, вообще никакого дополнитель-

ного топлива не требуется. Это тепло все равно выбрасывается в атмосферу! На ТЭЦ на равное количество тепла расход топлива в 2—4 раз ниже.

Существующая методика расчета стоимости тепла котельных показывает, что себестоимость тепла, получаемого в неотапливаемый сезон (летом) в 3—4 раза выше себестоимости тепла, получаемого в отопительный сезон. Как правило, этому дается простое и убедительное объяснение: зимой нагрузка в 5 раз выше, оборудование загружается полностью, поэтому себестоимость оказывается ниже летней. Да, это верно, но только частично. Почему летом затраты на содержание оборудования списываются на летнюю продукцию, то есть на тот период времени, когда тепловые мощности не требуются? Это нечестно и неправильно. Более того, получается, что потребитель, который использует тепло круглогодично, летом приносит убыток по себестоимости энергии — в отличие от зимнего потребителя тепла.

Стыдно признаться, но более 90% специалистов-теплоэнергетиков не знают, что такое тепловые насосы и зачем они нужны. В Японии ежегодно производится около 3 млн тепло-

<sup>1</sup> Богданов А. Б. Теплофикация — Золушка энергетики // Энергетик. 2001. № 11.

**Табл. 1. Возможная дополнительная экономия топлива за счет передачи 50% нагрузки тепловых сетей от котельных промышленных предприятий на омские ТЭЦ (ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5)**

Баланс топлива на производство и транспорт тепловой и электрической энергии	Удельный расход топлива	Базовый вариант 1993 г.		Вариант с передачей тепла на отборы турбин ТЭЦ	
		отпуск энергии	расход топлива	отпуск энергии	расход топлива
Затраты топлива на производство электроэнергии	г/кВт·ч	млрд кВт·ч/год	тыс. т у. т.	млрд кВт·ч/год	тыс. т у. т.
Сальдо-переток электроэнергии	396*	2,9	1150	2,0	790
От ТЭЦ АК «Омскэнерго», в том числе	295	7,1	2100	8,0	1850
конденсационная выработка	518	2,7	1400	1,6	830
теплофикационная выработка	160	4,4	700	6,4	1020
Итого на электроэнергию	325	10,0	3250	10,0	2640
Затраты топлива на производство тепловой энергии	кг/Гкал	млн Гкал/год	тыс. т у. т.	млн Гкал/год	тыс. т у. т.
От котельных города	176,0	5,9	1040	2,9	510
От ТЭЦ АК «Омскэнерго», в том числе	175,3	16,3	2860	19,3	3370
от котлов	175,3	3,4	600	1,6	280
от отборов турбин	175,3	12,9	2260	17,7	3090
Итого на тепло	175,7	22,2	3900	22,2	3880
Общие затраты топлива, т у. т./год, в том числе			7150		6520
за счет сальдо-перетока			1150		790
на ТЭЦ АК «Омскэнерго»			4960		5220
в котельных города			1040		510
Коэффициент полезного использования топлива ( $K_{\text{плп}}$ ) по Омску		61,54%		67,48%	
Дополнительная экономия топлива за счет развития теплофикации при передаче 50% тепловой нагрузки промышленных котельных на ТЭЦ с организацией их совместной работы на объединенные тепловые сети по последовательно-параллельным схемам (тыс. т у. т./год)					630
Экономия денежных средств по Омску за счет экономии топлива (млн руб./год) при работе			на газе		200
			на мазуте		800

\* От АО ГРЭС с учетом потерь на транспорт в магистральных и распределительных электрических сетях  $355 \cdot 1,15 = 396$  г/кВт·ч.

вых насосов, в США — около 1 млн. В Новосибирске на практически единственном в России предприятии «Энергия», производящем крупные тепловые насосы, за 10 лет изготовлено всего порядка сотни промышленных тепловых насосов. Парадокс: за рубежом выгодно использовать низкопотенциальное тепло, а в России, стране холода, проще построить котельную, чем использовать сбросные низкопотенциальные источники тепла!

Энергии сбросного тепла, поступающего на градирни омских ТЭЦ, достаточно, чтобы остановить в ре-

зерв все, даже самые крупные котельные города при понижении температуры наружного воздуха до  $-8$  °С! Но почему-то даже зимой, когда из градирен ТЭЦ выбрасывается огромное количество тепла, в зоне действия тепловых сетей работают десятки котельных, нагрузку которых могут взять на себя ТЭЦ. Потери топлива, вызванные неумением организовать совместное потребление сбросной энергии от ТЭЦ различными собственниками котельных, по Омску [1] составляет не менее 630 тыс. т у. т./год — это 200—800 млн руб. в год (табл. 1).

Перечень подобных парадоксов энергетике крупного города можно продолжать и дальше. В чем же причина, почему теплофикация не находит адекватного спроса? Ответы на эти и многие другие вопросы кроются в абсурдности существующего метода ценообразования, в оторванности тарифной политики от технологии производства тепловой и электрической энергии. История этого вопроса и методы оценки стоимости тепловой и электрической энергии представлены в статье В. А. Малафеев «Как правильно определять стоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ» [2].

**Методологические недостатки отечественной тарифной политики**

В существующей тарифной политике на тепловую и электрическую энергию имеется пять видов логических ошибок, определяющих ее недостатки применительно к энергетике крупного города<sup>2</sup>:

1. Мы пытаемся одной мерой оценить стоимость двух различных видов энергетической продукции — мощности предоставляемой тепловой и электрической энергии (во времени) и количества отпущенной тепловой и электрической энергии (за период).
2. Отсутствует либо неразвита система классификация видов энергетической продукции по качеству, количеству.
3. Отсутствует либо неразвита авансирование затрат на соответствующий вид энергетической продукции.
4. При комбинированном производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ принятый на сегодня метод разделения затрат

<sup>2</sup> Под энергетикой крупного города понимается система из большого числа независимых производителей и потребителей электрической и тепловой энергии, имеющих возможность взаимно влиять на спрос, предложения и технологию:

а) базовых производителей тепловой и электрической энергии, таких как ТЭЦ, ГРЭС, электрические, тепловые и газовые магистральные сети, крупные промышленные и районные котельные и т. д.;

б) взаимозаменяемых к базовой энергии товаров (субститутов), таких как локальные, пиковые производители тепловой и электрической энергии, мини-ТЭЦ, дизель-генераторы, крышные котельные, тепловые насосы, локальные тепловые сети, домашние печные камины, отопительные печи и т. д.;

в) взаимодополняемых к энергии (комплементарных) товаров, таких как многозональные электрические и тепловые счетчики, регуляторы температуры воздуха в домах, аккумуляторы тепла, теплоизоляционные и строительные материалы и т. д.

топлива на разные виды энергии не отвечает технологии работы ТЭЦ.

5. Отсутствует стимулирование экономичного потребителя за потребление тепловой и электрической энергии, получаемой комбинированным способом на ТЭЦ, нет принуждения неэкономичного потребителя к изменению технологии потребления энергии (мы вынуждены принуждать все общество).

Существующие тарифы не отражают технологическую суть производства энергии как по качеству, так и по количеству, и это их главный недостаток. Предметом рыночных отношений является не просто объем потребленной энергии, а предоставление мощности в определенное время. На рынке имеется два вида энергетических услуг: возможность использования заявленной энергетической мощности в определенное время и количество потребленной энергии. При этом с точки зрения методологии нет никакой разницы, на какой вид энергии — тепловую или электрическую — предоставляются услуги.

Кроме того, цена не отражает качества энергии. Если для электроэнергетики разработан государственный стандарт, то требования к качеству производства и продажи тепловой энергии только начинают формироваться. Согласно Гражданскому кодексу поставлена задача определения качества и надежности теплоснабжения. Так, если для котельной нет принципиальной разницы, летом или зимой производится тепло, то в случае ТЭЦ это различные технологии. Если летом для горячего водоснабжения можно использовать бросовое тепло, поступающее на градирни ТЭЦ, то зимой для отопления жилья отработанного тепла уже не хватает и необходимо затрачивать дополнительные первичные источники энергии. Если же летом тепло от ТЭЦ не купят, она все равно выбросит это тепло в окружающую среду или просто остановится (перейдет в вы-

нужденный резерв) из-за отсутствия потребления.

Одна из основных ошибок существующего метода ценообразования заключается в том, что для простоты рассчитываются не конкретные тарифы для различных режимов энергоснабжения, а средневзвешенные, среднегодовые тарифы. Хотя среднегодовая цена тепла у ТЭЦ ниже, чем у котельной, она не стимулирует промышленных покупателей тепловой энергии перестать сжигать топливо на своих котельных и по обоюдной цене использовать сбросное тепло от ТЭЦ.

Отметим также, что в действующих тарифах не отражено количество потребленной энергии по времени. Так, при равномерном потреблении 1000 Гкал в течение года достаточно источника тепла мощностью 0,11 Гкал/ч. Но чтобы произвести это же количество тепла для обеспечения зимнего максимума нагрузок за расчетную пятидневку необходимо уже 8,3 Гкал/ч. Мощность установленного оборудования различается в 73 раза. Соответственно, нужны дополнительные специалисты, площади, оборудование. Причем оборудование работает только 3% времени, а остальные 97% находится в резерве, но стоимость покупки энергии одинакова в обоих случаях. Для общества нет никакой разницы в оплате затрат!

### **Всеобъемлющий коллективный оптимум энергообеспечения**

В статье «Тарифный и нагрузочный менеджмент: французский опыт» [5] определен принцип достижения всеобъемлющего оптимума для общества. Суть его заключается в «определении наиболее подходящих тарифов, графиков нагрузочного менеджмента путем сравнения стоимости и прибыли как для производителя энергии, так и для потребителя энергии».

При плановой экономике обеспечением коллективного оптимума энергообеспечения занимался Госплан СССР. С переходом на рыноч-

ные отношения решение этой задачи де-факто передано в регионы, однако регионы, видимо, пока не способны подойти к данной задаче с научной точки зрения.

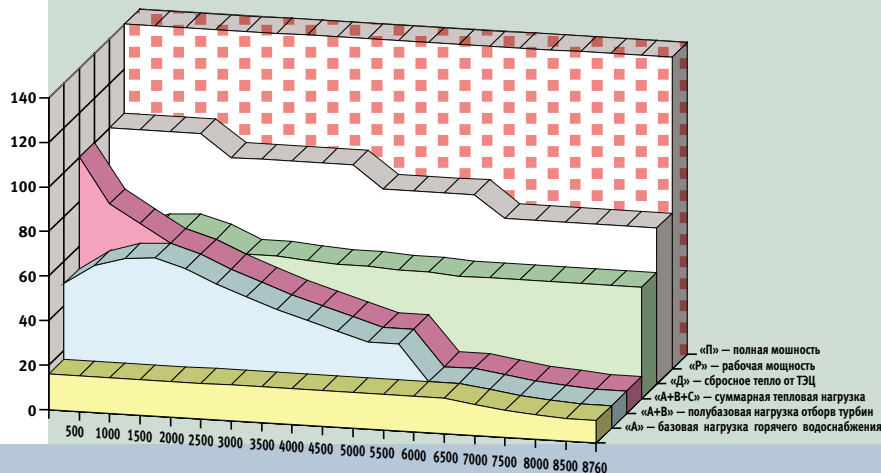
Согласно экономической теории, для того чтобы способствовать всеобъемлющему коллективному оптимуму в рыночных условиях, коммунальное предприятие — монополист (АО-энерго) должно придерживаться трех правил ценообразования:

- удовлетворение спроса;
- сведение производственных затрат к минимуму;
- продажа по маржинальной цене (по предельным издержкам).

Если первые два правила широкому кругу энергетиков известны и понятны, то третье в отечественной теплоэнергетике не распространено, такой методологический подход практически неизвестен. Согласно экономической теории [4], предельные издержки — это издержки, связанные с производством дополнительной единицы продукции. Иначе говоря, предельные издержки представляют собой увеличение совокупности издержек, на которое должна пойти фирма ради производства еще одной единицы продукции.

В качестве примера рассмотрим расчет маржинальной стоимости авиабилета. Допустим, что затраты на рейс самолета вместимостью 150 человек из Омска в Москву составляют 240 тыс. руб. При заполняемости салона 120 человек (80%) средняя цена авиабилета составит 2000 руб. Если же продавать авиабилеты с учетом маржинальных (предельных) издержек, их стоимость будет меняться в зависимости от количества авиапассажиров. Так, при 60 желающих лететь цена билета возрастет до 4000 руб., а при 150 — снизится до 1667 руб. Зато для 151-го пассажира придется готовить дополнительный самолет, и цена полета для этого человека с учетом предельных издержек составит 240 тыс. руб. Очевидно, что для снижения цены нужно дождаться следующих 140 человек, полететь другим самолетом, поехать поездом и т. д.

Виды нагрузок тепловых сетей от ТЭЦ



Отметим, что маржинальные издержки не могут быть получены непосредственно из отчетных данных за какой-либо период. Необходимо знать, как изменятся затраты компании, если изменится объем выпуска продукции.

**Зарубежный опыт применения маржинальных тарифов на энергию**

Существующая в отраслях коммунального обслуживания «экономика от масштаба» порождает желание иметь монопольного поставщика. Однако в таком случае возникает необходимость государственного вмешательства, чтобы пресекать злоупотребления монопольной властью. С учетом этого в США и большинстве стран сферы коммунального обслуживания являются регулируемы или находятся в государственной собственности и управляются государством [4]. Экономисты — энергетики США после 1930-х гг. стали утверждать, что цены на электроэнергию должны соответствовать маржи-

нальным<sup>3</sup>, а не средним издержкам. Тарифы на электричество во многих штатах варьируются как по сезонам, так и по времени суток, отражая изменения предельных затрат на выработку электроэнергии.

Более 30 лет назад во Франции для того, чтобы экономически обеспечить развитие атомной энергетики, работающей в базовом режиме, было принято решение о применении тарифной политики, основанной на маржинальной стоимости и отражающей фактическую технологию производства [5]. В настоящее время там действует более шести видов тарифных систем, разбитых на четыре-пять зон потребления; в итоге электроэнергия отпускается по 20—30 различным ценам, оптимально управляющим спросом и предложением на энергию. Маржинальная стоимость энергии в пиковом режиме может быть в 20 раз больше, чем в базовом. Плата за заявленную мощность в зимний период в 2 раза выше, чем летом. Наиболее яркие примеры управления нагрузкой и формирова-

ния тарифов на зарубежном оптовом рынке электроэнергии приведены в книге В. А. Семенова «Оптовые рынки энергии за рубежом: Аналитический обзор» [6].

**Основы методики формирования маржинальных тарифов на энергию**

Формирование тарифов в отрасли осуществляется в несколько этапов.

1. Прежде всего анализируется спрос и составляется классификация потребителей энергетических услуг. Классификация производится по трем признакам:

- а) по количеству (числу часов потребления заявленной энергии). По числу часов использования максимума нагрузки потребители тепловой (электрической) энергии в регионе делятся на пять временных категорий: А — потребители базовой энергии с числом часов использования максимума нагрузки  $N_{\text{макс}}$  свыше 4500; В — полубазовые потребители с  $N_{\text{макс}}$  от 1000 до 4500 часов; С — пиковые потребители с  $N_{\text{макс}}$  до 1000 часов; D — внебалансовые, внепиковые потребители, не имеющие нагрузки в период максимума; E — потребители, требующие резервирования заявленной мощности, с весьма ограниченным потреблением тепловой или электрической энергии ( $N < 200$  часов) узко специализированного назначения (например, от автономных дизель-генераторов, от котлов-стерилизаторов и т.д.);
- б) по качеству и надежности энергоснабжения. Например, потребители 1-й, 2-й, 3-й категории электроснабжения; допускающие или не допускающие автоматический ввод резерва (АВР), автоматическую частотную раз-

<sup>3</sup> Маржинальная (предельная) цена энергии — это цена, определенная на основе расчета предельных затрат для производства дополнительной единицы энергии. Аналогией этого экономического показателя является технологический показатель, ранее применявшийся в энергетике, — относительный прирост расхода топлива (ОПРТ) на выработку электроэнергии. ОПРТ наглядно показывает, в какой последовательности и какое оборудование необходимо загружать, чтобы получить максимальную экономию топлива. К сожалению, с переходом на рыночные отношения в 1995 г. требование по применению данного качественного показателя из ПТЭ исключено. Собственнику необходимо знать не столько прирост на топливо, сколько прирост затрат в целом на производство энергии. Маржинальное ценообразование как раз и решает эту сложную экономическую задачу.

грузку (АЧР); допускающие или не допускающие перерыв в теплоснабжении на 1 минуту, 10 минут, 10 часов, 1 сутки, 10 суток и т.д.; требующие или не требующие автономного резервирования электро- и теплоснабжения;

в) по видам потребляемой энергии: электроэнергия высокого, среднего, низкого напряжения; тепловая энергия пара, сетевой воды, подпиточной воды для горячего водоснабжения, конденсата для технологии;

г) по параметрам теплоносителя: высококачественная тепловая энергия (пар давлением 4,0; 1,3; 0,6 МПа; сетевая вода температурой 180—150 °С), низкокачественная тепловая энергия (пар давлением 0,25—0,12 МПа, сетевая вода температурой 95—65 °С), сбросная тепловая энергия (температурой до 45 °С) и т. д.

2. Далее осуществляется анализ и классификация производителей энергетических услуг. Производителем и организацией, утверждающей тарифы на энергию, согласовываются

и принимаются базовые документы, где указывается:

а) баланс мощности заявленной, располагаемой, рабочей тепловой и электрической по каждой временной категории (А, В, С, D, Е) с разбивкой по качеству и по виду. Дополнительно учитывается резерв мощностей: горячий (холодный); сезонный (долгосрочный); оплачиваемый одним конкретным потребителем, группой потребителей или же оплачиваемый производителем энергии в счет прибыли и т.д.;

б) баланс энергии тепловой и электрической по каждой временной категории (А, В, С, D, Е) с разбивкой по качеству и по виду.

3. Затем распределяются производственные затраты, основные фонды. Распределение ведется с учетом категории и вида производимой продукции по одному из следующих признаков: по технологическому признаку, пропорционально количеству производимой энергии, по количеству затраченного топлива, пропорционально установленной (заявлен-

**Табл. 2. Реальный расход топлива на тепло на омской ТЭЦ-5**

Температура сетевой воды, °С	Удельный расход топлива, кг у. т./Гкал
120	Не более 75
90	Не более 42
45	0

ной, располагаемой) мощности. При этом:

а) переменные затраты (топливо, расходные материалы, вода, реагенты) распределяются пропорционально количеству сбалансированной энергии или топливу для потребителей категорий А, В, С, D (без категории Е);

б) постоянные затраты (ремонт, зарплата, эксплуатационные издержки и т.д.) распределяются либо по технологическому назначению (пиковые котлы, бойлеры, сетевые трубопроводы и т.д.), либо пропорционально утвержденному балансу мощности потребителей А, В, С, Е (без категории D).

4. При распределении затрат на обеспечение пиковой и полубазовой



мощности должен обеспечиваться принцип авансирования затрат только на соответствующий вид продукции А, В, С, D, E. Кроме этого в пиковую часть затрат необходимо дополнительно включить все расходы, связанные с обеспечением только пиковых нагрузок.

*Пример 1.* Затраты на обеспечение высокого качества сетевой воды, такие как химводоподготовка для тепловых сетей, должны относиться только к потребителям, требующим температуру сетевой воды выше 115 °С, — на вид С.

*Пример 2.* Расходы на содержание антикоррозийной защиты оборудования ТЭЦ и тепловых сетей (деаэрационная установка, антикоррозийная химзащита аккумуляторных баков и т.д.) должны относиться на вид А.

*Пример 3.* Затраты, необходимые для поддержания определенных параметров сетевой воды (работа сетевых насосов с давлением свыше 6,0 МПа, толстые трубы тепловых сетей), а также расходы на обеспечение выполнения требований Госгортехнадзора должны относиться на соответствующий вид продукции — С.

5. Далее определяется технологический оптимум производства энергии на кратко- и долгосрочный периоды, оцениваются объемы комбинированного и раздельного производства тепловой и электрической энергии как с использованием ТЭЦ, промышленных котельных<sup>4</sup>, так и с помощью независимых, вторичных источников тепловой и электрической энергии. При комбинированном производстве энергии по сравнению с раздельным расход топлива сокращается на 40—50% для зимнего периода и на 20—30% в целом за

год. Поэтому те потребители, которые одновременно получают тепловую и электрическую энергию от ТЭЦ (например, население города), должны на законных экономических основаниях, а не как дотируемая категория, получать выгоду в виде снижения тарифа на энергию.

Законодателям, определяющим энергетическую стратегию региона, необходимо полностью отказаться от физического метода распределения экономии топлива и перейти на эксергетический метод<sup>5</sup> анализа. Методические указания по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования следует пересмотреть, так чтобы они отвечали технологической сути комбинированного производства энергии. Вместо расчетного расхода топлива на тепло по существующей методике (120—170 кг/Гкал) следует указывать реальный, к примеру определенный по диаграммам режимов турбин Т-175/210 омской ТЭЦ-5 (табл. 2).

6. В завершение определяется политический оптимум в тарифной политике на кратко— и долгосрочный периоды. Законодательная и исполнительная власть области в лице региональной энергетической комиссии (РЭК) должна формировать энергетическую и тарифную политику. РЭК следует установить, кому отдавать предпочтение для обеспечения развития региона, как это делать и в каких объемах. Отметим, что во многих странах с рыночной экономикой метод перекрестного субсидирования [9] сохранялся еще долгое время. Однако при этом необходимо знать, для каких целей данный метод используется, и объективно владеть им, создавая экономические

условия для развития энергосберегающих технологий.

*Продолжение следует...*

### Литература

1. Дьяков А. Ф., Белов Е. И., Демидов О. И. и др. Основные направления технического перевооружения ТЭЦ АК «Омскэнерго» // Электрические станции. 1996. № 9.
2. Малафеев В. А. Как правильно определять стоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ // Энергетик. 2000. № 9.
3. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. — М.: Издательство МЭИ, 1999.
4. Фишер С., Дорнбуш Р., Шмалензи Р. Экономика. — М.: Дело, 1993.
5. Lescoeur B., Calland J. B. Tariffs and load management: the French experience. *Electricite de France // IEEE Transactions on Power Systems.* — 1987. — Vol. PWR5-2, No. 2.
6. Семенов В. А. Оптовые рынки энергии за рубежом: Аналитический обзор. — М.: ЭНАС, 1998.
7. Богданов А. Б. Маргинальные тарифы на тепловую энергию // Энергия. 1998. № 5.
8. Богданов А. Б. Теплофикации нет альтернативы. Виноват метод анализа [Электрон. ресурс]. 1999. Режим доступа: [http://www.rao-ees.ru/ru/energo\\_sber/teplo.htm](http://www.rao-ees.ru/ru/energo_sber/teplo.htm), [www.exergy.narod.ru](http://www.exergy.narod.ru).
9. Сахарнов Ю. В. Роль государственных органов регулирования в тарифной политике, создающей условия, стимулирующие энергосбережение [Электрон. ресурс]. 1999. Режим доступа: [http://www.mtu-net.ru/marek/Sakharnov\\_p1.html](http://www.mtu-net.ru/marek/Sakharnov_p1.html).



<sup>5</sup> В Омске, кроме ТЭЦ, на равных технологических условиях к комбинированному производству тепловой энергии могут быть привлечены такие предприятия, как завод технического углерода, который производит одновременно сажу и огромное количество сбросного тепла; омский нефтекомбинат. Крупные холодильники на мясокомбинатах и молочных заводах за счет комбинированного способа производства холода и тепла могут значительно сократить свое потребление тепловой и электрической энергии.

<sup>5</sup> Диаграмма режимов паровой турбины Т-175 наглядно иллюстрирует необходимость перехода на эксергетический метод расчета технико-экономических показателей. Так, при неизменной электрической нагрузке 155 МВт и неизменной температуре сетевой воды 90 °С рост тепловой нагрузки с сетевой водой на 120 Гкал/ч (от 100 до 220 Гкал/ч) вызывает рост нагрузки на паровой котел всего на 22 Гкал/ч (с 362 до 384 Гкал/ч). Экономия высококачественного первичного тепла составляет 98 Гкал/ч! КПД по производству дополнительного тепла равен 545%. Выводы, сделанные эмпирическим путем, не укладываются в школьный курс физики и законодательное нормирование существующего сегодня физического метода. Это и есть наглядное проявление второго закона термодинамики в реальной жизни: из 120 Гкал/ч низкокачественной энергии нельзя получить 120 Гкал/ч высококачественной — только 22 Гкал/ч! Следовательно, при технических, а тем более экономических расчетах нельзя уравнивать низкопотенциальное (низкокачественное) тепло отработанного пара турбин с высокопотенциальным (высококачественным) теплом, получаемым в котлах, и с энергией первичного высококачественного топлива.