



**Александр Богданов**

заместитель начальника департамента перспективного развития Омской ЭГК,  
аналитик теплоэнергетики

# Котельнизация России — беда национального масштаба<sup>1</sup>

**Ограниченность ассортимента продукции и услуг энергетического производства — четвертая причина котельнизации**

Технологический оптимум работы теплоэнергетики предприятия, города, региона должен определяться на основе Порядка расчета и обоснования удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных, утвержденного приказом Минпромэнерго России № 268 от 4 октября 2005 г. Однако в этом документе практически не учтен опыт 14 лет работы российских ТЭЦ в рыночных условиях, передовой опыт Дании, не выявлены коренные причины массового отказа потребителя от ТЭЦ, влекущие за собой скрытое перекрестное субсидирование. Кроме того, до настоящего времени не введены в нормативную практику показатели, однозначно от-

ражающие эффективность теплоэнергетики региона: удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении на ТЭЦ —  $W_{ТЭЦ}$  (МВт/Гкал); удельное потребление электроэнергии на тепловом потреблении региона, города, предприятия —  $W_{города}$  (МВт/Гкал); коэффициент топливоспользования области, города, предприятия —  $\eta_{области}$  (%); показатели относительного прироста топлива на прирост тепловой нагрузки на ТЭЦ —  $\Delta b/\Delta q$  (кг/Гкал).

С помощью всего двух показателей — удельного расхода топлива на электроэнергию и удельного расхода топлива на тепловую энергию — в инструкции № 268 зафиксированы противоречивые требования: — обеспечить финансовую отчетность предприятия и создать рыночные условия для следующих шести видов энергетической продукции: электрической энергии, электрической

мощности, резерва электрической мощности, а также для тепловой энергии, тепловой мощности, резерва тепловой мощности.

Данный документ имеет ряд недостатков, которые не позволяют оценить экономичность работы ТЭЦ и дают недобросовестным стратегам региональной энергетики возможность продолжать котельнизацию городов, областей и страны в целом. Ниже мы прокомментируем некоторые статьи инструкции.

**Статья 1**

*Нормированию подлежат расходы топлива на:*

- отпуск электрической энергии с шин и тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций, работающих на органическом топливе;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов котельных.

<sup>1</sup> Продолжение. Начало см. ЭнергоРынок. — 2006 г. — № 3.

Сейчас на конкурентный рынок ТЭЦ выставляют не менее 30 видов энергетической продукции и услуг, которые участвуют в определении цены на регулируемом рынке. Так, из 13 видов регулируемых цен, вынесенных на обсуждение в ст. 8 проекта федерального закона «О теплоснабжении», девять требуют нормирования расходов топлива на тепло:

- на тепловую энергию;
- на теплоноситель;
- на предоставляемую тепловую мощность;
- на тепловую энергию, поставляемую защищаемым группам потребителей;
- на теплоноситель, поставляемый защищаемым группам потребителей;
- на присоединенную мощность, поставляемую защищаемым группам потребителей;
- на услуги по передаче и преобразованию тепловой энергии;
- на поддержание резервной тепловой мощности источника;
- на поддержание резерва тепловой мощности тепловой сети.

Кроме того, не менее семи видов требуется для нормирования расходов топлива на выработку электрической энергии, мощности и содержание резерва. А учетом того, что удельные расходы топлива в конденсационном и комбинированном режимах работы ТЭЦ отличаются в шесть раз (от 27 до 160 кг/Гкал — рис. 1, 2), перечень нормируемых расходов топлива необходимо расширить с 2 до 25 видов. Именно отсутствие постатейного анализа расхода по видам энергетической продукции и услуг приводит к неэффективному использованию первичного топлива, а также к скрытому технологическому перекрестному субсидированию в теплоэнергетике региона.

Для исполнения ст. 8 закона «Об энергосбережении» (№ 28-ФЗ от 3 апреля 1996 г.), требующей организации учета расхода и надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов, эффективному

собственнику и регулятору необходимо нормировать не менее 25 статей расхода первичного топлива для трех категорий энергетической продукции ТЭЦ, ГРЭС, котельных, тепловых и электрических сетей:

- для конденсационной электрической энергии —  $N$  энергии, мощности и резерва;
- для отдельной тепловой энергии от котлов и РОУ —  $Q$  энергии, мощности и резерва;

- для комбинированной теплоэлектроэнергии, получаемой от паровых и паротурбинных установок, —  $S$  энергии, мощности и резерва.

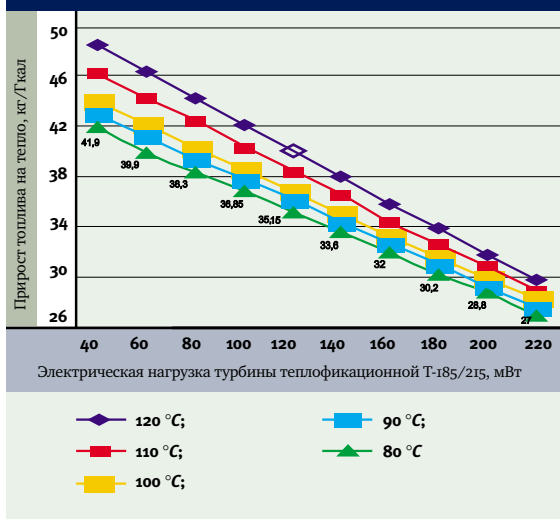
### Статья 8

*Выбор состава работающего оборудования и распределение электрических и тепловых нагрузок между электростанциями организации и отдельными агрегатами электростанций должны базироваться на принци-*

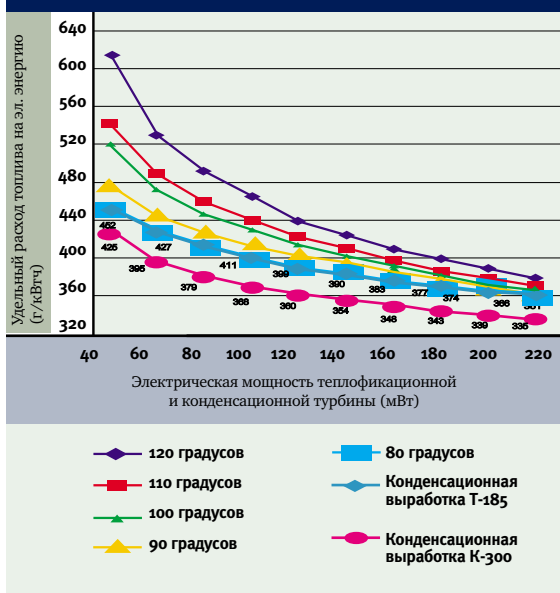
**Таблица 1. Ущерб от переключения 77 Гкал/ч тепловых потребителей от ТЭЦ к котельным**

1. Омские ТЭЦ:		
- теряют потребителей «доноров» комбинированной тепловой энергии	До 28,7 тыс. чел.	
- теряют потребителей электрической энергии, которые получают электроэнергию по комбинированному способу производства и автоматически переходят на оптовый рынок электроэнергии	До 222,0 тыс. чел.	
- теряют реализацию тепла (цена 291,1 руб./Гкал)	До 297 тыс. Гкал/год	86,4 млн руб./год
- теряют реализацию электроэнергии (цена 0,712 руб./кВт·ч)	До 180 млн кВт·ч/год	128,2 млн руб./год
Итого потеря реализации для омских ТЭЦ		214,6 млн руб./год
- ТЭЦ и тепловые сети увеличивают затраты на содержание неиспользуемого резерва тепловых мощностей омских ТЭЦ (1718 Гкал/ч, 33,8%)	Резерв неиспользуемых тепловых мощностей ТЭЦ увеличивается до 1718 + 77 = 1795 Гкал/ч	
2. Население Омской области — конечные потребители тепловой и электрической энергии		
- оплачивают бесполезный перерасход первичного топлива на ГРЭС оптового рынка по цене 1159 руб./т у. т.: (0,335 – 0,1482) 180 = 33,6 тыс. т у. т.	33,6 тыс. т у. т./год	40,0 млн руб./год
- оплачивают в тарифе затраты на бесполезно построенные котельные, газовые сети, водопровод, электрические сети: 77 x 3,5 млн руб./Гкал	77 Гкал/год	270 млн руб.
3. Региональная энергетическая комиссия, природоохранные органы согласовывают строительство экономически и экологически не обоснованных котельных, не выполняют обязанности по сокращению выбросов вредных веществ, определенные Киотским соглашением по сокращению теплового загрязнения от бесполезно сожженного газа (33,6 x 7/8,06) 2,25 = 65,6 т/год	33,6 тыс. т у. т./год 65,6 т NOx/год	
4. Спонсоры завода, производящего водогрейные котельные, приобретают рынок сбыта водогрейных котлов	До 77 Гкал/ч	До 150 млн руб.
5. Собственники вновь построенных водогрейных котельных приобретают объемы реализации продукции по цене >~ 350 руб./Гкал	297 тыс. Гкал/год	>~105 млн руб./год
6. Собственники ГРЭС завоевывают рынок сбыта электрической энергии по конденсационному циклу (цена 0,4 руб./кВт·ч)	До 180 млн кВт·ч/год	До 72 млн руб./год

**Рис. 1. Прирост удельного расхода топлива на тепловую нагрузку для турбины Т-185-215 (кг/Гкал) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 °С**



**Рис. 2. Удельный расход топлива на электроэнергию Т-185-215 и К-300 (г/кВт·ч) при изменении температуры сетевой воды от 80 до 120 градусов**



пах обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и минимизации топливных затрат на отпуск энергии.

В данной трактовке фраза о минимизации топливных затрат не более чем декларация, не подтвержденная количественными и качественными показателями. На примере Омской области видно, что при различных показателях отдельных котельных (КПД = 94%) перерасход

топлива для потребителей региона достигает 38% (табл. 1).

Из показателей регламентируемых инструкций необходимо исключить неоднозначные показатели, такие как удельный расход топлива на тепловую энергию от ТЭЦ и удельный расход топлива на электрическую энергию от ТЭЦ. Однозначным критерием минимизации топливных затрат для региона должна стать удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении. Из рис. 1 и табл. 2 следует, что при  $W = 0,23$  МВт/Гкал экономия топлива составляет 20,3%, при  $W = 0,62$  МВт/Гкал — 38,6%, а при  $W = 1,4$  МВт/Гкал — 91,7%.

Учитывая изложенное, ст. 8 необходимо принять в иной редакции: «Выбор состава работающего оборудования и распределение электрических и тепловых нагрузок между электростанциями организации и отдельными агрегатами электростанций должны базироваться на принципах обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и минимизации топливных затрат путем обеспечения максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении».

В инструкции отсутствует раздел, посвященный анализу тепловой мощности ТЭЦ, заявленной мощности потребителей и затрат топлива на содержание необоснованного резерва тепловых мощностей. Из расчета теплового баланса ТЭЦ и котельной, гидравлического режима внутренней схемы сетевой воды необходимо вывести следующие нормируемые показатели:

-  $Q_{\text{проект}}$  — проектная тепловая мощность схемы тепловых сетей, ТЭЦ и котельных;

-  $Q_{\text{заявленная}}$  — фактически заявленная расчетная тепловая мощность паровых потребителей и тепловых сетей;

-  $Q_{\text{резерва}}$  — неиспользуемая мощность тепловой схемы станции, котельной, тепловых сетей. Именно резервная (неиспользуемая) мощность тепловой схемы является источником

повышенных постоянных (эксплуатационных) и переменных затрат. Так как эти величины не определены никаким регламентирующим документом, они по умолчанию необоснованно относятся на тариф тепловой энергии и растворяются в общих показателях.

**Статья 23, формулы (3) – (5)**

Одной из главнейших причин котельнизации России является отсутствие в методах анализа экономических показателей такого показателя, как прирост относительного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки. Как относительный прирост расхода топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу является основой программы управления издержками (ПУИ) на ТЭЦ, основой для выбора очередности загрузки агрегатов, так и относительный прирост топлива на тепловую нагрузку должен стать фундаментом для определения загрузки по теплу паровых турбин ТЭЦ. В качестве примера на рис. 2 приведена характеристика относительного прироста топлива на отпуск тепла от паровой турбины Т—185/210 омской ТЭЦ-5. Здесь прирост условного расхода топлива на прирост тепловой нагрузки изменяется в узком диапазоне — от 28 до 47 кг/Гкал — в зависимости от температуры сетевой воды и электрической загрузки турбины. Именно этот показатель и должен учитываться при распределении тепловых нагрузок между паровыми турбинами ТЭЦ и котельными в регионе. Очевидно, что во всем диапазоне тепловых нагрузок отношение прироста расхода топлива к приросту тепла на турбинах в четыре-пять раз ниже, чем в самых лучших котельных, — 152—170 кг/Гкал. Конечно, рассчитать этот показатель намного труднее, чем усредненный удельный расход, зато результат будет на порядок точнее и покажет реальные издержки на ТЭЦ.

**Статья 23, формулы (12) – (20)**

В статье отсутствует анализ экономичности распределения тепловых

нагрузок между теплофикационными бойлерами и водогрейными котлами (пиковыми бойлерами) с учетом жесткого нормирования режимов в соответствии с проектным (нормативным) температурным графиком тепловых сетей. При этом расходы сетевой воды должны быть минимальными при условии поддержания необходимой температуры прямой и особенно обратной сетевой воды. Документ следует дополнить расчетом нормативного расхода прямой и обратной сетевой воды и обоснованием применения того или иного температурного графика (табл. 2).

### **Статьи 25—30, формулы (22), (27), (42), (43)**

Приведено множество поправочных и корректирующих коэффициентов, таких как коэффициент резерва тепловой экономичности, степень использования тепловой экономичности, коэффициент увеличения расхода топлива на электроэнергию при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям, коэффициенты коррекции и т. д., избыточность которых очевидна. Однако главного — по каким принципам определяется расход топлива на тепловую и на электрическую энергию при комбинированном производстве на ТЭЦ — в тексте инструкции и основных формулах нет, и потому ни один специалист, если он не проводил кропотливых расчетов с применением диаграмм режимов турбин и не пробовал самостоятельно разобраться в сути комбинированного производства энергии на ТЭЦ, не сможет понять этого по официальной инструкции. По каким же принципам определяется расход топлива на тепловую и на электрическую энергию при комбинированном производстве на ТЭЦ?

С утверждением инструкции в Минюсте РФ дискуссии придется прекратить, поскольку ни одна РЭК не будет рассматривать иные варианты расчетов. Принятие указанного документа показало беспомощность ФСТ, РЭК, бывшего Госэнергонадзора в во-

## **Письмо в редакцию<sup>4</sup>**

**В. М. Бродянский, доктор технических наук**

Дискуссия о распределении затрат и расходах топлива на ТЭЦ между электроэнергией и теплом тянется уже много лет. Сейчас она приняла принципиальный характер и далеко вышла за пределы частного вопроса о распределении затрат на ТЭЦ. По существу, это один из участков общего фронта борьбы между административной чиновничьей системой управления народным хозяйством и управлением, основанным на научной базе и учете законов экономики...

Первое, о чем необходимо сказать, — это о так называемом, «физическом» методе. Он вообще не может обсуждаться как нечто, имеющее хотя бы самое слабое научное обоснование. Это типичное порождение эпохи, когда нужно было во что бы то ни стало показать, что мы «впереди планеты всей». Применительно к энергетике это означало, что один из основных показателей ее уровня — удельный расход топлива на 1 кВт·ч электроэнергии — у нас должен быть лучше, чем «у них». Был найден гениально простой путь.

Из курса школьной физики известно, что тепло эквивалентно работе (второе начало термодинамики, которое объясняет, что это не совсем так, в школе не проходят). Опираясь на эту эквивалентность, можно вполне законно, «по физике», списать лишнее топливо с электроэнергии на тепло, благо теплофикация у нас широко распространялась. Сразу, без кропотливой работы по подъему технического и организационного уровня энергетике, мы вырвались таким нехитрым путем на «первое место» в мире.

Мне неоднократно во время бесед с западными специалистами приходилось касаться этого вопроса. Им очень трудно объяснить, в чем тут дело. Они никак не могут понять, как можно на равных складывать тепло и электроэнергию, или принимать, что КПД ТЭЦ намного выше, чем КПД КЭС, а КПД котельной выше, чем той и другой. А поскольку они относятся с уважением ко многим нашим энергетикам и термодинамикам, то им остается искать объяснение в тайнах русской души или в давлении коммунистической идеологии.

Только специалисты из ГДР и ПНР прекрасно понимали, в чем дело. Их энергетическое начальство копировало наши глупости, а попытки исправить ситуацию упиралась, как и у нас, в министерские завалы. В КНР тоже следовали нашей «методике», поскольку вся теплофикация делалась по нашему образцу. Теперь они постепенно выходят на современный уровень понимания термодинамики и даже собрали у себя международную эксергетическую конференцию.

Таким образом в ближайшее время мы останемся единственными в мире энергетиками, отвергающими как второе начало термодинамики, установленное еще в 1824 г., так и законы экономики, утверждающие, что цены при всех колебаниях конъюнктуры в среднем следуют уровню общественно необходимых затрат производства. Но сколько времени это может продолжаться и к чему приведет?

Второй вопрос, который возникает в связи с изложенной ситуацией: почему столько деятелей энергети-

ки (министерские чиновники, представители других организаций, научного мира) упорно отстаивают явно неверные положения? Самое интересное — сторонники физического метода не хотят прислушаться даже к тому, что говорят сами ТЭЦ! А они, хотя и не знают термодинамики, выполняют требования ее законов неукоснительно.

На Ленэнерго и других энергосистемах России тепловая нагрузка может изменяться в пределах от максимальной до примерно 20%. В этом диапазоне прирост расхода топлива на отпуск тепла (при неизменной электрической нагрузке) составляет от 48 до 82 кг/Гкал. Эти показатели, полученные путем прямого измерения, сомнений вызвать не могут.

Если в этой ситуации произвести расчет по физическому методу, то на каждую гигакалорию нужно было бы отнестись от 160 до 175 кг, т. е. в два-три раза больше («удешевив» таким способом электроэнергию). На самом же деле статистика показывает, что прирост расхода топлива на отпускаемую электроэнергию составляет от 300 до 400 г на 1 кВт·ч. Таким образом, ТЭЦ, ничего не зная о теоретических дискуссиях и указаниях начальства, дают показатели, напрямую соответствующие эксергетическому распределению, злостно игнорируя физический метод. Можно, наверное, и здесь при особом старании придумать какое-нибудь «физическое» опровержение, но это не изменит существа дела.

Несомненно, комбинированная выработка тепла и электроэнергии на ТЭЦ существенно выгоднее при прочих равных условиях, чем сочетание «КЭС + котельная». Просто вместо мнимой очень большой выгоды останется реальная — просто большая. Тем не менее, зная уровень отечественной науки в части технико-экономического сопоставления вариантов, многие специалисты опасаются, что при переходе на новую методику может произойти «переворот», и теплофикация будет существенно свернута.

Соображения, по-человечески понятные, не должны оправдывать применение неверной методики. Дальнейшее использование показателей, не только искажающих действительную ситуацию, но и приводящих в конечном итоге к перерасходу топлива, должно быть прекращено. Это все равно произойдет в связи с введением в энергетике рыночных законов. Соотношение тарифов на электроэнергию и тепло непременно изменится в пользу первой.

Способы теплоснабжения (в том числе тепловые насосы и «кожденерейшн») будут соревноваться честно, на равных стартовых условиях. Только такой путь приведет к оптимальным решениям. Теплофикация при этом, несомненно, будет занимать достойное место.

За теорией останется анализ перспектив развития теплоэнергетики и поиск оптимальных решений с точки зрения экономики природных ресурсов и экологии. Здесь методы, подобные физическому, теряют смысл.

Таблица 2. Сравнительные характеристики температурных графиков тепловых сетей

Теплотрасса, работающая по проектному температурному графику			Необходимый напор сетевой воды на ТЭЦ (м в.с.) при переходе от проектного графика на фактический (скорректированный), °С				
проектный график, °С;	металлоемкость, %	нормативные потери тепла, %	95—70	100—70	130—70	150—70	170—70 со срезкой
110—70	200	15,0	307	от 120	53,3	до 30,0	19,2
130—70	133	10,5	891	270	120	67,5	43,2
150—70	100	8,4	1229	от 480	до 213	до 120	76,2
170—70	80	6,9	1920	750	333	186	120

просах комплексного использования первичного топлива, что обусловлено отсутствием закона «О теплоэнергетике». Это закономерный итог многолетней войны между тепло- и электроэнергетикой за рынок электрической энергии, которую федеральные ГРЭС выиграли за счет искусственного занижения показателей ТЭЦ и переключения тепловых нагрузок ТЭЦ на

технологиям. При плановой экономике применение такого метода допускалось, поскольку Госплан определял энергетическую политику СССР и всемерно развивал теплофикацию.

Отсутствие технологической методики, определяющей относительные приросты расхода топлива на тепловую и на электрическую энергию, привело к тому, что в тепло-


## С помощью всего двух показателей — удельного расхода топлива на электроэнергию и удельного расхода топлива на тепловую энергию — в инструкции № 268 зафиксированы противоречивые требования.

котельные. Дискуссии в прессе на эту тему были запрещены еще в 1952 г.<sup>2</sup>, но в 1989—1995 гг. разгорелись с новой силой<sup>3</sup>. Именно физический метод анализа и его модификации, искусственно занижающие величину затрат топлива и материальных ресурсов на производство электроэнергии, за полвека причинили невосполнимый ущерб энергосберегающим

энергетике России до сих пор нет места для аккумуляторов тепла и тепловых насосов, а вместо ТЭЦ региональные власти начали строить котельные. Наиболее ярко дискуссия об эксергетическом и физическом методах освещена в «Письме в редакцию» доктора технических наук В. М. Бродянского, ученого с мировым именем (см. врезку).

Для того чтобы использовать нормативные характеристики паровых турбин, основанные на физическом методе, разработчики инструкции № 268 пытались приблизить ее к технологии производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ путем ввода различных поправочных коэффициентов<sup>5</sup>. Однако все эти многочисленные поправки и применение сложных компьютерных программ лишь мешают понять суть производства электроэнергии на ТЭЦ и проанализировать управление. В отличие от западных стран, согреваемых Гольфстримом, Россия с ее холодным климатом могла бы экономить более 50% топлива, необходимого для производства электроэнергии на ТЭЦ.

Принципиальным недостатком инструкции № 268 является усреднение расходов топлива для совершенно разных технологий производства энергии, мощности и резерва, узаконивание скрытого (технологического) перекрестного субсидирования. Именно в условиях резко континентального климата России методы анализа должны адекватно отражать затраты топлива и издержки на производство, а значит, нужно применять график Россандра, рассчитывать приrost топлива на приrost тепловой энергии, удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении, операционную прибыль при процессинге топлива, анализировать качество работы теплоэнергетической системы города и т. д.

Учитывая вышесказанное, считаем необходимым немедленно отозвать инструкцию для кардинальной переработки с учетом того, что на рынок энергии от ТЭЦ предлагается не два вида продукции, а порядка 25. 

<sup>2</sup> Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей // Сборник докладов под общей редакцией акад. А. В. Винтера. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1953 г.

<sup>3</sup> См. материалы дискуссии «О теплофикации» в журналах «Электрические станции» (1989, № 11; 1990, № 8; 1991, № 4; 1992, № 6; 1993, № 8) и «Теплоэнергетика» (1989, № 1, 2; 1993, № 2—7; 1994, № 12).

<sup>4</sup> К дискуссии о методах разделения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетика. — 1992. — № 9. — С. 62—63.

<sup>5</sup> Покупая мясо, мы не удивляемся тому, что стоимость высококачественной вырезки в 10 раз больше стоимости низкокачественных субпродуктов, поэтому стремление снизить цену вырезки за счет повышения цены субпродуктов вызовет недоумение. Однако в энергетике недоумевать могут только те, кто владеет информацией о балансе тепла с учетом его ценности. Физический метод и его аналоги, искусственно снижая стоимость высококачественной электроэнергии за счет необоснованного повышения цены на сброшенное тепло, приводят к тому, что экономический эффект от теплофикации тратится на электрический обогрев хозяйственного склада или бытовки, пользующихся льготными тарифами. Население города, имеющего ТЭЦ, за счет завышенной цены на тепло оплачивает отопление как квартир, так и складов. Из-за сокращения числа потребителей тепла энергия ТЭЦ становится еще дороже: чем меньше мы пользуемся теплом ТЭЦ, тем менее востребована ее экономическая эффективность. С точки зрения регионального экономического оптимума именно горожане, потребляющие комбинированную тепловую и электрическую энергию и обеспечивающие 38%-ную экономию топлива, должны иметь выгодный тариф.