

МЕТОД ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА КОНКУРЕНТНЫХ ЭНЕРГОРЫНКАХ¹

А.М. Заборовский,
аспирант БНТУ

Введение. Вопрос согласованного ценообразования на тепло и электроэнергию от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), входящих в состав когенерационных энергокомпаний, становится чрезвычайно актуальным после создания конкурентных рынков тепловой и электрической энергии. Для теплофикационных энергосистем (то есть тех, где удельный вес выработки электроэнергии по теплофикационному циклу значителен) выбор конкретного способа разделения когенерационного эффекта между теплом и электрической энергией является принципиальным, так как он во многом определяет уровень и динамику равновесных цен как на оптовом рынке электроэнергии, так и на розничных рынках тепла. Пока генерирующие источники не являлись самостоятельными хозяйственными единицами и входили в вертикально-интегрированные РУП-облэнерго, проблема ценообразования на рынках тепла и электроэнергии сводилась к нахождению оптимального метода разделения топливных затрат на ТЭЦ между электрической и тепловой энергией. В сущности это было обусловлено тем, что в условиях ценообразования по методу «издержки +» только затраты определяли уровень цен на розничных рынках. Монополисты позволяли себе перекрестное субсидирование между потребителями и видами энергии, понимая, что переход на альтернативные (децентрализованные) способы энергоснабжения является достаточно капиталоемким и не доступен для большинства потребителей.

Построение модели. В условиях конкуренции задача ценообразования на тепло и электроэнергию от когенерационных источников принципиально меняется. Вместо выбора обоснованного способа разделения затрат необходимо выбрать оптимальные цены на тепловую и электрическую энергию в контрактах с едиными закупщиками на рынках – оптовом электроэнергии и розничном тепла. Целевая функция ТЭЦ будет иметь вид:

$$\pi^{CHP} = p_e \cdot e + p_h \cdot h - C^\Sigma(e, h), \quad (1)$$

где: π^{CHP} – прибыль ТЭЦ;

p_e – цена электрической энергии;

e – объем поставки электроэнергии;

p_h – цена тепловой энергии;

h – объем поставки тепловой энергии;

$C^\Sigma(e, h)$ – суммарные затраты ТЭЦ.

¹ Исследование выполнено благодаря поддержке INTAS (грант №05-109-4912)
This research is supported by INTAS (PhD Fellowship Ref. Nr. 05-109-4912)

Мы предполагаем, что спрос на тепловую и электрическую энергию зависит от цены, то есть $e = D^e(p_e)$, а $h = D^h(p_h)$. Здесь $D^e(p_e)$ и $D^h(p_h)$ – соответственно обратные функции спроса на электроэнергию и тепло.

Как известно, эффект от когенерационной выработки электрической и тепловой энергии образуется за счет экономии топливных затрат в сравнении с отдельным их производством на КЭС и котельной и может быть записан в виде:

$$\Delta C^{CHP}(e, h) = C^{CPP}(e) + C^{HP}(h) - C^{\Sigma}(e, h), \quad (2)$$

где: $\Delta C^{CHP}(e, h)$ – когенерационный эффект;

$C^{CPP}(e)$ – затраты на производство электрической энергии на КЭС;

$C^{HP}(h)$ – затраты на производство тепловой энергии в котельной.

Необходимо учитывать, что функция затрат ТЭЦ несепарабельна, что означает невозможность однозначного определения той части затрат ТЭЦ, которая связана с тепловой энергией, и части затрат, которые связаны с электрической энергией. Именно несепарабельность функции затрат и являлась причиной научной дискуссии, которая продолжается уже около 70 лет о принципах наиболее обоснованного (самого «справедливого») метода разделения затрат комбинированного производства между электрической и тепловой энергией [1, с.48–55; 2, с.45–54; 3, с.14–17; 4, с.16–23; и др.]. Переход к рыночным отношениям на энергетических рынках приводит к появлению единственного критерия, согласно которому необходимо выбрать метод деления затрат – максимум прибыли ТЭЦ. Основываясь на этом критерии и затратах производства, каждая ТЭЦ может формировать ценовые стратегии на энергорынках.

В общем виде функция затрат ТЭЦ может быть записана в виде:

$$C^{\Sigma}(e, h) = C^{FC} + C_{pet}(e, h), \quad (3)$$

где: C^{FC} – постоянные затраты ТЭЦ;

$C_{pet}(e, h)$ – топливные затраты, зависящие от выработки тепловой и электрической энергии.

Исходя из экономического смысла частной производной функции затрат полипродуктовой (в нашем частном случае – бипродуктовой) фирмы имеют места равенства:

$$\frac{\partial C^{\Sigma}(e, h)}{\partial e} = \frac{\partial C^{\Sigma}(e, h)}{\partial D(p_e)} = MC^{CPP} \quad \text{и}$$

$$\frac{\partial C^{\Sigma}(e, h)}{\partial h} = \frac{\partial C^{\Sigma}(e, h)}{\partial D(p_h)} = MC^{HP}, \quad (4)$$

где: MC^{CPP} – предельные затраты на увеличение отпуска электроэнергии от ТЭЦ при неизменном объеме генерации тепловой энергии;

MC^{HP} – предельные затраты на увеличение отпуска тепла от ТЭЦ при неизменном объеме генерации электрической энергии.

Не углубляясь детально в различные режимы функционирования ТЭЦ, принимаем предельные затраты на дополнительную выработку электрической энергии при заданной тепловой нагрузке, равной удельным затратам на выработку электроэнергии по конденсационному циклу ТЭЦ. Предельные затраты на дополнительную генерацию тепловой энергии на ТЭЦ при заданной электрической нагрузке принимаем равными удельным затратам на отпуск тепла от пиковых водогрейных и паровых котлов. Для большинства ТЭЦ эти затраты не будут сильно отличаться от затрат на генерацию тепловой энергии в котельной.

Для определения оптимальных цен контрактов с едиными закупщиками на рынках электрической и тепловой энергии необходимо решить следующую оптимизационную задачу при режимных ограничениях на тепловую и электрическую мощность ТЭЦ:

$$\begin{aligned} \max_{p_e, p_h} [\pi^{CHP}] = \\ = \max_{p_e, p_h} [p_e \cdot D(p_e) + p_h \cdot D(p_h) - C^{\Sigma}(e, h)]. \end{aligned} \quad (5)$$

При стандартных для экономической теории допущениях о функциях спроса и затрат, считая, что требуемые условия второго порядка соблюдаются, условие максимизации прибыли для неотрицательных цен контрактов нагрузок находим из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \pi^{CHP}}{\partial p_e} &= D(p_e) + \\ &+ p_e \cdot \frac{\partial D(p_e)}{\partial p_e} - \frac{\partial C^{\Sigma}(e, h)}{\partial D(p_e)} \cdot \frac{\partial D(p_e)}{\partial p_e} = 0 \\ \frac{\partial \pi^{CHP}}{\partial p_h} &= D(p_h) + \\ &+ p_h \cdot \frac{\partial D(p_h)}{\partial p_h} - \frac{\partial C^{\Sigma}(e, h)}{\partial D(p_h)} \cdot \frac{\partial D(p_h)}{\partial p_h} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Проведем эквивалентные преобразования системы (6) и в итоге, с учетом (4), получим условия оптимума функции (5):

$$p_e = MC^{СРР} \cdot \left(\frac{\xi_e}{\xi_e - 1} \right) \quad (7)$$

и

$$p_h = MC^{НР} \cdot \left(\frac{\xi_h}{\xi_h - 1} \right),$$

где: ξ_e – ценовая эластичность спроса на электрическую энергию от ТЭЦ, которая определяется как

$$\xi_e = - \frac{\partial D(p_e)}{\partial p_e} \cdot \frac{p_e}{D(p_e)},$$

ξ_h – ценовая эластичность спроса на тепловую энергию от ТЭЦ, которая определяется как

$$\xi_h = - \frac{\partial D(p_h)}{\partial p_h} \cdot \frac{p_h}{D(p_h)}.$$

Условие (7) в точности соответствует правилу обратной эластичности для полипродуктовой фирмы, суть которого заключается в необходимости установления большей ценовой надбавки к предельным издержкам на рынках с низкой эластичностью спроса и меньшей надбавки – на рынках с большей эластичностью спроса [5, с. 102–110; 6, с. 81–117]. При этом уместно пояснить, что ТЭЦ будут функционировать лишь в той части кривой спроса монополистов, где эластичность спроса больше единицы.

Таким образом, оптимальная цена на тепловую (электрическую) энергию от ТЭЦ должна равняться удельным затратам на отпуск тепла от пиковых водогрейных и паровых котлов (выработку электроэнергии по конденсационному циклу ТЭЦ), скорректированных на эластичность спроса на рынке тепла (электрической энергии).

Предложенный нами принцип взаимосогласованного ценообразования на тепловую и электрическую энергию (7) позволяет достаточно гибко реагировать на конъюнктуру и не «привязывает» производителя к конкретному способу разделения топливных затрат, как это практикуется сегодня. Предельные затраты конкурирующих способов энергоснабжения (конденсационная выработка электроэнергии и отпуск тепловой энергии от котельной), которые учитываются в методическом принципе (7), позволяют не допускать вытеснения ТЭЦ с локальных рынков тепла и оптового рынка электроэнергии.

Вместе с тем, учитывая известные аналитические трудности точного определения эластичностей спроса на энергию, рассмотрим

конструктивный способ применения предложенного нами рыночного метода ценообразования для ТЭЦ. Пусть в год на станции вырабатывается e кВтч электроэнергии (при этом нам известна выработка по теплофикационному и конденсационному циклам) и h Гкал. тепла. Полный расход топлива без учета конденсационной выработки равен $B_{СНР}^{\Sigma}$ т.у.т. Заданы также цена топлива, известны все технологические характеристики станции, а также приемлемая для ТЭЦ норма рентабельности (или отдачи на капитал). Рассмотрим возможные способы разделения затрат между тепловой и электрической энергией, отпускаемой от ТЭЦ: равномерный, физический, нормативный, пропорциональный, экономический. Затраты других экономических элементов себестоимости (амортизация, заработная плата, вспомогательные материалы, прочие) распределяются пропорционально затратам топлива между электроэнергией и тепловой энергией соответственно. Для каждого метода определим также возможные цены на электроэнергию и тепло, обеспечивающие заданную норму рентабельности.

Согласно **физическому методу** [2, с. 45–46; 3, с. 14–15; 7, с. 84–88] предполагается, что получаемая из отборов теплофикационных турбин тепловая энергия отпускается непосредственно из котлов. Тогда расход топлива на отпускаемую тепловую энергию определяется по формуле:

$$B_{СНР}^h = \frac{h}{\eta_k^n \cdot Q_n^p}, \quad (8)$$

где: $B_{СНР}^h$ – расход топлива на отпускаемую от ТЭЦ тепловую энергию;

h – объем отпуска тепловой энергии;

η_k^n – КПД котельного агрегата нетто;

Q_n^p – теплота сгорания топлива.

Расход топлива на отпускаемую электрическую энергию определяется обратным счетом по формуле:

$$B_{СНР}^e = B_{СНР}^{\Sigma} - B_{СНР}^h, \quad (9)$$

где: $B_{СНР}^e$ – расход топлива на отпускаемую от ТЭЦ электроэнергию;

$B_{СНР}^{\Sigma}$ – суммарный расход топлива на ТЭЦ.

При этом методе распределения общих затрат вся экономия топлива от комбинированного производства энергии относится на производство электроэнергии. Удельный расход топлива на производство электроэнергии по теплофикационному режиму составляет порядка 150 г/кВтч, для тепловой энергии –

примерно 160 кг/Гкал (в зависимости от принятого для расчёта КПД котла).

Суть **нормативного метода** [3, с.15–16; 8, с.9–10] состоит в том, что разделение суммарного расхода топлива на ТЭЦ осуществляется пропорционально нормативным затратам топлива при раздельном производстве электроэнергии и тепловой энергии. Деление топливных затрат при комбинированном способе производства осуществляется по формулам:

$$B_{СНР}^e = B_{СНР}^\Sigma \cdot \frac{B_{СНР}^e}{B_{СНР}^e + B_{НР}^h}$$

и

$$B_{СНР}^h = B_{СНР}^\Sigma \cdot \frac{B_{НР}^h}{B_{СНР}^e + B_{НР}^h}, \quad (10)$$

где: $B_{СНР}^e$ – затраты топлива на производство электроэнергии на КЭС, рассчитанные на основе ее нормативных энергетических характеристик;

$B_{НР}^h$ – затраты топлива на производство тепловой энергии в котельной, рассчитанные на основе ее нормативных энергетических характеристик.

Для разделения суммарного расхода топлива на ТЭЦ по **пропорциональному методу** [3, с.15–16; 8, с.9–11] вырабатываемая электрическая и тепловая энергия выражается в одних и тех же единицах измерения, в кВтч или в Гкал и рассчитывается общая выработка энергии по формуле:

$$W = e + h, \quad (11)$$

где: W – энергия, вырабатываемая ТЭЦ в одних единицах измерения.

Затем определяется доля каждого вида энергии в общем объеме производства по формулам:

$$\alpha^e = \frac{e}{W} \quad \text{и} \quad \alpha^h = \frac{h}{W}, \quad (12)$$

где: α^e – доля электроэнергии в общем объеме выработки на ТЭЦ;

α^h – доля тепловой энергии в общем объеме выработки на ТЭЦ.

Далее рассчитывается общий расход топлива при раздельном производстве обоих видов энергии по формуле:

$$B^\Sigma = b_{СНР}^e \cdot e + b_{НР}^h \cdot h, \quad (13)$$

где: B^Σ – общий расход топлива при раздельном энергопроизводстве;

$b_{СНР}^e$ – удельный расход топлива на 1 кВтч в конденсационном режиме;

$b_{НР}^h$ – удельный расход топлива на 1 Гкал, рассчитанный для котельной.

Экономия топлива при комбинированном производстве рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta B = B^\Sigma - B_{СНР}^\Sigma, \quad (14)$$

где: ΔB – топливный когенерационный эффект.

Экономия топлива при комбинированном производстве распределяется между тепловой и электрической энергией следующим образом:

$$\Delta B_{СНР}^e = \Delta B \cdot \alpha^e \quad \text{и} \quad \Delta B_{СНР}^h = \Delta B \cdot \alpha^h, \quad (15)$$

где: $\Delta B_{СНР}^e$ – экономия топлива, относимая на электрическую энергию;

$\Delta B_{СНР}^h$ – экономия топлива, относимая на тепловую энергию.

Расход топлива, относимый на выработку соответствующего вида энергии, рассчитывается по формуле:

$$B_{СНР}^e = b_{СНР}^e \cdot e - \Delta B_{СНР}^e$$

и

$$B_{СНР}^h = b_{НР}^h \cdot h - \Delta B_{СНР}^h. \quad (16)$$

Нетрудно показать, что соблюдается равенство:

$$B_{СНР}^e + B_{СНР}^h = B_{СНР}^\Sigma. \quad (17)$$

В **экономическом методе** [8, с.9–11; 9, с.17–19], используемом концерном «Белэнерго», предполагается, что удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ равен величине удельного расхода для замещающей КЭС энергосистемы. Тогда величину удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии можно представить в виде:

$$b_{экон}^h = b_f^h - \frac{e \cdot (b_z^e - b_f^e)}{h}, \quad (18)$$

где: $b_{экон}^h$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии по экономическому методу;

b_f^h – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии по физическому методу;

b_z^e – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на замещающей КЭС;

b_f^e – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по физическому методу.

В этом случае расход топлива, относимый на выработку соответствующего вида энергии, рассчитывается по формуле:

$$B_{СНР}^e = b_z^e \cdot e \quad \text{и} \quad B_{СНР}^h = b_{экон}^h \cdot h. \quad (19)$$

При разделении топливных затрат по **равномерному методу** [8, с.9–11] не делается различия между двумя видами энергии,

а также между двумя видами электроэнергии (теплофикационной и конденсационной).

Расход топлива, относимый на выработку соответствующего вида энергии, рассчитывается по формуле:

$$B_{СНП}^e = B_{СНП}^{\Sigma} \cdot \left(\frac{e}{W} \right)$$

и

$$B_{СНП}^h = B_{СНП}^{\Sigma} \cdot \left(\frac{h}{W} \right) \quad (20)$$

Обсуждение результатов. Расчеты по формулам (8) – (20) были проведены для ТЭЦ с годовой выработкой 500 млн. кВтч (440 млн. кВтч теплофикационная выработка и 60 млн. кВтч – конденсационная) и 700 тыс. Гкал., расходом топлива без учёта конденсационной выработки, равным 177000 т.у.т., целевой рентабельности, равной 15%, цены топлива 69,5 долл. т.у.т. Полученные нами комбинации цен на электрическую и тепловую энергию от ТЭЦ представлены на рис. 1.

Таким образом, каждая ТЭЦ имеет ряд стратегий ценообразования, которые можно структурировать следующим образом: стратегия ориентации на рынок тепла, стратегия ориентации на рынок электроэнергии, компромиссная стратегия.

Стратегии ориентации на рынок тепла соответствует применение экономического и пропорционального методов деления топливных затрат. В этом случае основная часть когенерационного эффекта относится на тепловую энергию, и когенерационная энергокомпания, в состав которой входит ТЭЦ, ставит своей первоочередной целью сохранение и (или) расширение зоны теплоснабжения, недопущение строительства потребителями локальных децентрализованных источников тепла.

Стратегия ориентации на рынок электроэнергии актуальна в случае, если ценовая конкурентоспособность ТЭЦ на рынке электрической

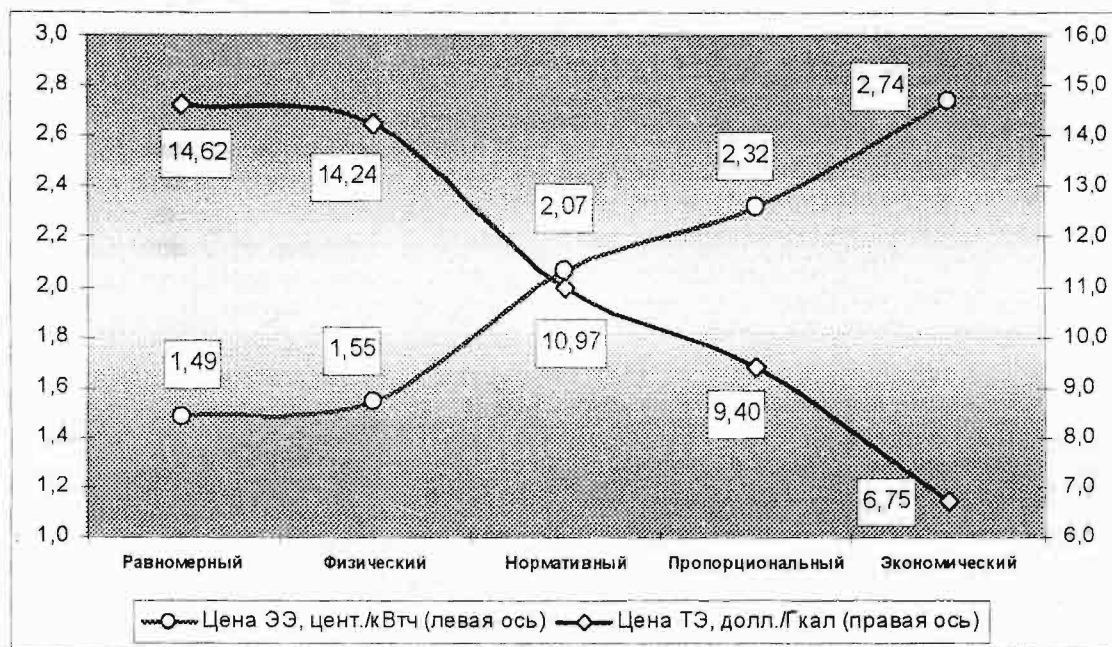


Рисунок 1. Комбинации цен на электрическую и тепловую энергию от ТЭЦ для различных методов деления топливных затрат

кой энергии невысока, а рынок тепла достаточно емкий (в сравнении с установленной тепловой мощностью станции), характеризуется наличием потребителей со значительной тепловой нагрузкой. Как следствие, объем теплофикационной выработки на ТЭЦ значителен, и вопрос попадания в график электрической нагрузки энергосистемы для неё становится определяющим. Данной стратегии соответствует деление топливных затрат по равномерному и физическому методам.

Компромиссная стратегия отражает «справедливый» подход к делению когенерационного эффекта. Ему соответствует нормативный метод. Как нам представляется [8, с.11–12], подобный подход адекватен для большинства белорусских ТЭЦ.

Выводы. Оптимальная цена на тепловую (электрическую) энергию от ТЭЦ должна равняться удельным затратам на отпуск тепла от пиковых водогрейных и паровых котлов (выработку электроэнергии по конденсационному циклу ТЭЦ), скорректированных на

эластичность спроса на рынке тепла (электрической энергии). В условиях, когда точные значения эластичностей спроса на рынках определить затруднительно, когенерационная энергетическая компания должна оценить данные значения укрупненно и назначить большие цены (отнести меньшую долю когенерационного эффекта) для того энергорынка, где эластичность спроса на энергию меньше. То есть, учитывая конъюнктуру рынка тепловой и электрической энергии, ТЭЦ выбирает такое разделение, при котором обеспечивается конкурентоспособность ТЭЦ на рынках обоих видов энергии. В предлагаемом методе использован принцип треугольника Гинтера [10, с.227–230; 11, с.62–63], суть которого состоит в том, что существует бесчисленное множество способов деления затрат комбинированного производства бипродуктовой фирмы. Принцип «научной обоснованности» выбора того или иного метода разделения затрат на ТЭЦ, о котором шла многолетняя дискуссия в период существования плановой экономики (в определенной мере она продолжается и теперь [4, с.16–23]), в

предлагаемом нами подходе заменяется принципом «экономической целесообразности», что актуально в условиях рыночных отношений и быстрого изменения конъюнктуры рынков. Фактически проблему разнесения когенерационного эффекта между двумя видами энергии мы предлагаем рассматривать не в плоскости «деления затрат», а в плоскости «формирования цен».

Предложенный подход в условиях государственной собственности на энергоактивы можно реализовать следующим образом: каждая ТЭЦ в начале контрактного периода выбирает один из рассмотренных методов деления затрат, отражая это в собственной учетной политике. На его основе формируются ценовые предложения для контрактов на рынках тепловой и электрической энергии. После истечения срока контракта ТЭЦ имеет право пересмотреть избранный метод. Такой подход, в отличие от существующего, когда утверждается единый для всех станций метод деления затрат, сделает поведение ТЭЦ более гибким, рыночным и приостановит отказ потребителей от централизованного теплоснабжения.

Труды Минского института управления. 2006. № 2

Литература

1. Пустовалов, Ю.В. К дискуссии о методах распределения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 1992. №9. С.48–55.
2. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ / Хрилев Л.С. и др. // Теплоэнергетика. 2003. №4. С.45–54.
3. О методах распределения затрат на ТЭЦ / Славина Н.А. и др. // Электрические станции. 2001. №11. С.14–17.
4. Денисов, В.И. Метод расчета экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ // Электрические станции. 2005. №8. С.16–23.
5. Тироль, Ж. Рынки и рыночная власть: теория организации промышленности: в 2 т. / Ж. Тироль; Пер. с англ.; Под ред. В.М. Гальперина и Н.А. Зенкевича. СПб: Экономическая школа, 2000. Т.1.
6. Микрэкономика: в 2 т. / В.М. Гальперин, С.М. Игнатъев, В.И. Моргунов; под общ. ред. В.М. Гальперина. СПб: Экономическая школа, 2000. Т.2.
7. Падалко, Л.П. Экономика электроэнергетических систем: Учеб. пособие для энерг. спец. вузов. Мн.: Вышэйшая школа, 1985.
8. Падалко, Л.П. О принципах взаимосогласованного распределения затрат энергосистемы между тепловой и электрической энергией // Энергия и менеджмент. 2006. №1. С. 8–12.
9. Какими быть тарифам на тепловую и электрическую энергию в Беларуси / Судиловский В. и др. // Финансы, учет, аудит. 1996. №10. С.17–19.
10. Гительман, Л.Д. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002.
11. Экономика энергетики СССР: Учеб. / А.Н. Шишов и др.; Под общ. ред. А.Н. Шишова. М.: Высшая школа, 1986.

Резюме

В статье впервые для белорусской энергосистемы рассматривается возможность применения рыночного метода ценообразования на энергию, вырабатываемую когенерационными энергокомпаниями. В работе проведен анализ основных существующих методик разделения топливных затрат на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), показано несовершенство используемых сегодня подходов к разделению когенерационного эффекта между электрической и тепловой энергией. Предлагается авторский метод взаимосогласованного ценообразования на электрическую и тепловую энергию когенерационных энергетических компаний, который, в отличие от существующих, учитывает конъюнктуру рынка тепловой и электрической энергии, не допускает вытеснения ТЭЦ с рынков тепла и снижения когенерационного эффекта, обеспечивает максимизацию прибыли энергокомпаний. В статье предлагается конструктивная реализация авторского метода ценообразования. На основе технико-экономических показателей ТЭЦ выполнены расчеты возможных цен на тепло и электроэнергию, и для оценочных значений эластичностей спроса на энергорынках предложены оптимальные стратегии ценообразования.

Summary

For the first time in energy systems a chance to use a market method of price formation for the energy produced by co-generational energy companies is examined in the article. The analysis of the main existing methods of dividing energy costs in heat power plants is made; the imperfection of the current approaches towards the division of co-generational effects between electric and heat energy is shown. The author suggests a method of consistent price formation for electric energy and heat energy produced by co-generational energy companies which takes into account the economic situation of the heat and electric energy market, which does not allow forcing heat power plants out of the market and reducing the co-generational effect and which provides for profit maximization of energy companies. A constructive realization of the author's method of price formation is suggested in the article. Based on the technical and economic indicators of heat power plants the estimates of possible prices for heat and electric energy are made and the optimum pricing strategies of co-generation energy companies on competitive energy markets are proposed.