

Е.М. Лисин, Т.М. Степанова, П.Г. Жовтяк

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕТОДОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ
НА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ТЭЦ
НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ**

E.M. Lisin, T.M. Stepanova, P.G. Zhovtiak

**INVESTIGATION OF THE EFFECT OF COST ALLOCATION METHODS
ON THE COMPETITIVENESS
OF CHP PLANTS IN ENERGY MARKETS**

Исследовано влияние метода распределения затрат на экономические результаты ТЭЦ при работе на энергорынках России. Для каждого из теплофикационных режимов работы ТЭЦ проведены расчеты распределения затрат между электрической и тепловой энергией физическим и эксергетическим методами, а также методом электрических эквивалентов. При работе ТЭЦ в зимний период с максимальной тепловой нагрузкой и наилучшими показателями тепловой экономичности электростанция извлекает максимальный экономический эффект от теплофикации, уверенно проходя конкурентный отбор ценовых заявок на оптовом энергорынке и формируя прибыль от реализации тепловой энергии на локальном рынке тепла. В данный период одинаково эффективно применение физического метода распределения затрат и метода электрических эквивалентов. Использование эксергетического метода распределения затрат при заданных исходных данных привело к выпадению ТЭЦ из торгового графика оптового энергорынка и существенному снижению прибыли от производственно-хозяйственной деятельности. При работе ТЭЦ в переходный период снижение уровня тепловой нагрузки из-за технологических особенностей комбинированного производства приводит к уменьшению выработки электрической энергии, удельные расходы топлива на производство двух энергетических продуктов растут. В данный период, как показали расчеты, ТЭЦ несет убытки от своей производственно-хозяйственной деятельности. Несмотря на то, что применение физического метода позволяет ТЭЦ попасть в торговый график оптового энергорынка, прибыль от продажи электроэнергии достаточно невелика и не покрывает существенные убытки, которые несет электростанция на локальном рынке тепла. В то же время применение эксергетического метода и метода электрических эквивалентов позволяет ТЭЦ извлекать прибыль на рынке тепловой энергии, значительно снижая убытки, полученные от неоплаты электроэнергии на оптовом энергорынке. При работе ТЭЦ в летний период происходит еще большее снижение уровня тепловой нагрузки, что приводит к существенному падению эффективности электростанции. ТЭЦ несет серьезные убытки от производственно-хозяйственной деятельности. В данном случае применение методов распределения затрат будет приводить к одним и тем же экономическим результатам. Несмотря на то, что применение эксергетического метода позволяет ТЭЦ извлекать прибыль от продажи тепловой энергии на локальном рынке тепла, большие убытки, образовавшиеся от неоплаты электроэнергии на оптовом энергорынке, не позволяют получить преимущества от использования данного метода распределения затрат над другими. В целом, в течение года наибольший экономический эффект при работе ТЭЦ в различных режимах обеспечил метод электрических эквивалентов, позволяющий сформировать компромиссное решение по разнесению косвенных затрат между тепловой и электрической энергией.

ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ; МЕТОДЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ; ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ; ЛОКАЛЬНЫЙ РЫНОК ТЕПЛА; КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ; ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.

The paper investigates the impact of the cost allocation method on the economic results of CHPs operating in Russian energy markets. The distribution of costs between the electric and heat energy were calculated for each of the CHP's operational modes by the exergy, physical and electrical equivalent methods. When CHP operating in winter physical and electrical equivalents allocation methods are equally effective. Using the exergy method of cost allocation for the given initial data led to the CHP falling behind the trading schedule of the wholesale power market and to a significant reduction in the income from production and business. When the CHP operates during the transition period, it incurs losses from production and business. Even though using the physical method allows the CHP to catch up with the trading schedule of the wholesale power market, the profit from the electricity sales is not high enough and does not cover the substantial losses incurred by the power plant in the local heat market. At the same time, using the exergy method and the method of electrical equivalents lets the CHP profit in the heat market, significantly reducing losses resulting from the non-payment of electricity on the wholesale power market. When the CHP operates in the summer period it incurs serious losses of production and economic activity. In this case, using cost allocation methods leads to the same economic results. Despite the fact that using the exergy method allows the CHP



to make a profit from selling thermal energy in the heat local market, the heavy losses from non-payment of electricity on the wholesale power market do not allow to benefit from this cost allocation method compared to other methods. In general, the method of electrical equivalents provides the greatest economic benefit during the year, allowing to form a compromise solution for the allocation of costs between heat and electricity.

CHP; COST ALLOCATION METHODS; WHOLESale ELECTRICITY MARKET; LOCAL HEAT MARKET; COMPETITIVENESS; ECONOMIC EFFECT.

Введение. Основой систем теплофикации являются теплофикационные электрические станции, осуществляющие одновременное производство тепловой и электрической энергии для нужд населения и промышленности. Теплофикационные электростанции, называемые теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), были рациональным образом встроены в общую энергосистему СССР и отличаются высокими показателями эффективности при работе в базовом теплофикационном режиме, обеспечивая минимальные удельные расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии [1–5].

Несмотря на технологические преимущества ТЭЦ, обеспечивающие значительную экономию топлива [4, 6], при переходе к рыночной экономике положение теплоэлектроцентралей в российской энергетике значительно ухудшилось. На сегодняшний день отчетливо обозначена тенденция к вытеснению данного вида генерации с энергорынков [7–11].

У теплофикационных электростанций в сложившихся условиях сохраняются возможности для повышения конкурентоспособности, вытекающие из работы на двух рынках энергетической продукции. Выработывая электрическую и тепловую энергию за счет сжигания органического топлива, ТЭЦ имеет возможность распределять общие производственные затраты по видам энергии и, таким образом, влиять на себестоимость каждого из энергетических продуктов [12, 13].

Возникает проблема выбора наилучшего метода распределения затрат в зависимости от совокупности режимов работы ТЭЦ в течение года исходя из критерия максимизации экономического эффекта от участия теплофикационной электростанции на конкурентном оптовом рынке электроэнергии и рынке тепловой энергии. Для последнего справедливо тарифное регулирование. Изучению этой проблемы и ее решению посвящено данное исследование.

Методика и результаты исследования

1. Анализ методов распределения затрат между энергетическими продуктами при комбинированном производстве

Производственный процесс ТЭЦ представляет собой одновременное комбиниро-

ванное производство тепловой и электрической энергии за счет сжигания органического топлива. При этом невозможно выделить основной и побочный производимые энергетические продукты, а также провести четкую границу между процессами их производства [13–15]. Как результат, сформировать себестоимость тепловой и электрической энергии, распределив между ними суммарные затраты ТЭЦ, возможно только условно, поскольку с технической точки зрения оптимального метода распределения затрат не может существовать [13, 16].

Наиболее сложной задачей является распределение косвенных затрат, которые в явном виде не могут быть отнесены на тот или иной вид энергетической продукции. Меньше вопросов вызывает распределение прямых затрат, связанных только с производством конкретного вида продукции, например затрат на работу пиковой котельной, электрического цеха, установки переработки шлаков. Такого рода издержки относятся только на один вид продукции [17, 18].

Существующие методы распределения затрат на ТЭЦ подразумевают разбиение по видам продукции следующих типов затрат: топливных, затрат на воду, на заработную плату, на амортизацию, на ремонт, общехозяйственных затрат и пр. [13, 16–18].

В соответствии с действующими правилами бухгалтерского учета и Законом о налогообложении предприятия могут самостоятельно принимать решение о распределении затрат между видами продукции. Поэтому для ТЭЦ в условиях изменчивого конкурентного рынка электроэнергии каждый раз возникает задача выбора наилучшего метода распределения затрат между двумя энергетическими продуктами, позволяющего ей в течение года, с одной стороны, успешно конкурировать с КЭС, а с другой – обеспечивать себестоимость производства тепловой энергии не выше установленного предельного тарифа [7, 9, 10, 19].

Несмотря на то, что выработка электроэнергии на тепловом потреблении препятствует разработке технически верной методики, за время эксплуатации теплоэлектроцентралей было разработано множество методов

распределения затрат, отличающихся различными подходами к определению «принадлежности» выгоды от комбинированной выработки. Наиболее широкое применение из них нашли следующие [12, 16–18].

Физический метод. Общий расход топлива при комбинированном производстве условно делится на две составляющие: одна пропорциональна отпуску тепла потребителям, другая – остальному количеству тепла, которое относят на производство электроэнергии. Другими словами, все тепло, которое поступает в паровую турбину с перегретым паром за вычетом тепла регулируемых отборов, отданного на нужды теплоснабжения, относится на производство электроэнергии. Вся экономия от уменьшения общего расхода топлива относится к процессу производства электроэнергии, что приводит к тому, что при выработке единицы электроэнергии на КЭС при отдельном производстве расходуется примерно в 1,5 раза больше тепла (топлива), чем на ТЭЦ [13, 20]. С другой стороны, использование данного метода приводит к завышению цены на тепло, зачастую вынуждая крупных потребителей переходить на собственные источники тепловой энергии.

Эксергетический метод. Базируется на энергетической ценности тепловой энергии разного потенциала, при этом преимущества комбинированного теплофикационного цикла приходятся на отпуск тепловой энергии и в качестве полезной продукции признается лишь та часть энергии, которую можно преобразовать в механическую работу (эксергию). Затраты распределяются пропорционально эксергии продукта. Выгоды от теплофикации приходятся на тепловую энергию. Недостатком метода является допущение, что равенство эксергий может стать условием приравнивания ценностей теплоты разных потенциалов. Данное допущение является неправильным, особенно в случае приравнивания ценностей единицы эксергии в разных видах энергии. При этом потребителей интересует не эксергия теплоты, а ее полезные свойства как энергетического продукта. Поэтому учет и тарификация теплоснабжения за единицу эксергии являются экономически не оправданными.

Метод электрических эквивалентов. Рассчитывается доля каждого вида энергии в общем объеме производства. Для сопоставимости все

виды мощности и энергии выражаются в единицах электроэнергии. Вводятся коэффициенты распределения для условно-постоянных и условно-переменных затрат. Условно-постоянные затраты определяются составом оборудования энергопредприятия, его суммарной установленной мощностью. Раздельное разнесение переменных и постоянных затрат позволяет учесть технологическую специфику производства каждого вида продукции на ТЭЦ. Часто затраты распределяются пропорционально количеству энергии без учета их зависимости от режимов работы оборудования, что является недостатком метода.

Нормативный метод. Согласно нормативному методу топливо на ТЭЦ распределяется между электрической и тепловой энергией по принятым нормативным удельным расходам топлива. Предусматривается распределение топлива между электрической и тепловой энергией, вырабатываемой на ТЭЦ, пропорционально расходу топлива при выработке того же количества электрической и тепловой энергии в отдельной схеме. Предполагается, что выгода от теплофикации распределяется по видам энергетической продукции равномерно. Однако на практике с учетом погрешностей в определении коэффициентов ценности при малых тепловых нагрузках данный метод может давать отклонения в пользу электрической или тепловой энергии. Показатели эффективности по каждому виду продукции могут меняться вне прямой зависимости от интегрального энергетического эффекта, что затрудняет не только анализ эффективности работы ТЭЦ, но и прогнозирование результатов ее производственно-хозяйственной деятельности.

Экономический метод. Заключается в определении экономически обоснованных тарифов на тепловую и электрическую энергию. При этом тариф на тепло для ТЭЦ не должен превышать тарифа для котельных, устанавливаемого дотационным способом. Все остальные затраты по ТЭЦ относятся на электроэнергию. Недостатком метода является то, что затраты распределяются исходя из внешних сложившихся экономических факторов и не учитывают внутренние показатели эффективности работы ТЭЦ.

Для исследования влияния метода распределения затрат на конкурентоспособность ТЭЦ выберем две крайние ситуации переноса

экономии от теплофикации на энергетические продукты, а также некоторый средний вариант, позволяющий распределить экономический эффект между производством тепловой и электрической энергии. Крайние варианты распределения экономии от теплофикации определяются физическим и эксергетическим методами. В первом случае вся выгода от теплофикации относится на производство электрической энергии, во втором – на производство тепла. В качестве среднего варианта выберем метод электрических эквивалентов.

Согласно физическому методу расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии распределяются в соответствии с формулами [12, 13, 17, 18]

$$B_T^{ТЭЦ} = \frac{Q_T^{ТЭЦ}}{Q_H^p \eta_T^{ТЭЦ}}, \quad (1)$$

$$B_3^{ТЭЦ} = B_\Sigma^{ТЭЦ} - B_T^{ТЭЦ}, \quad (2)$$

где $B_T^{ТЭЦ}$, $B_3^{ТЭЦ}$ – определяемые расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии соответственно; $B_\Sigma^{ТЭЦ}$ – суммарный расход топлива на ТЭЦ; $Q_T^{ТЭЦ}$ – количество отпущенной потребителю теплоты; Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания топлива; $\eta_T^{ТЭЦ}$ – КПД ТЭЦ по производству теплоты.

Согласно эксергетическому методу расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии распределяются в соответствии с формулами [12, 13, 17, 18]

$$B_T^{ТЭЦ} = \frac{E_T B_\Sigma^{ТЭЦ}}{E_3 + E_T}, \quad (3)$$

$$E_3 = 3,6 \times 10^{-3} \times \Theta_T, \quad (4)$$

$$E_T = \sum_i \left(1 - \frac{T_{oc}}{T_{cp\ i}} \right) Q_i, \quad (5)$$

$$B_3^{ТЭЦ} = B_\Sigma^{ТЭЦ} - B_T^{ТЭЦ}, \quad (6)$$

где E_T , E_3 – эксергия тепловой и электрической энергии соответственно; Θ_T – годовая выработка электроэнергии; i – порядковый номер отбора пара определенных параметров; Q_i – количество тепла, отбираемого из i -го отбора; T_{oc} – температура окружающей среды; $T_{cp\ i}$ – средняя температура преобразующегося пара, рассчитываемая в зависимости от энтальпии и энтропии пара в отборе и конденсата этого пара.

Согласно методу электрических эквивалентов расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии распределяются в соответствии с формулами [12, 13, 17, 18]

$$B_T^{ТЭЦ} = \frac{W_T B_\Sigma^{ТЭЦ}}{W_\Sigma}, \quad (7)$$

$$W_T = 0,278 Q_{отп}, \quad (8)$$

$$W_\Sigma = W_T + \Theta_T, \quad (9)$$

$$B_3^{ТЭЦ} = B_\Sigma^{ТЭЦ} - B_T^{ТЭЦ}, \quad (10)$$

где W_Σ – электрический эквивалент произведенной суммарной годовой энергии; W_T – электрический эквивалент мощности отборов пара на внешнее теплоснабжение.

2. Исходные данные для проведения расчета

Для исследования экономической эффективности методов распределения затрат в сложившихся рыночных условиях рассмотрим их применение на параметрической модели теплофикационной электростанции. В качестве исходных данных для модели зададимся параметрами, свойственными угольной электростанции Новосибирская ТЭЦ-4. Данная ТЭЦ снабжает тепловой и электрической энергией Калининский район г. Новосибирска и входит в состав российской энергетической компании ПАО «СИБЭКО» (Public Joint-Stock Company «Siberian energy company»).

В настоящее время на электростанции установлено четыре котла марки ТП-81 и четыре турбины марки Т-100-130. Основные характеристики Новосибирской ТЭЦ-4 представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные характеристики Новосибирской ТЭЦ-4

Характеристика	Значение
Установленная электрическая мощность, МВт	400
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1649
Основное топливо на станции (резервное)	Уголь (мазут)

Выручка ТЭЦ складывается из двух составляемых: продажи тепловой энергии на локальном рынке тепловой энергии и продажи электрической энергии на конкурентном рынке на сутки вперед.

Тепловая энергия реализуется по тарифу, устанавливаемому региональной энергетической комиссией Новосибирской области. Тариф на тепловую энергию для потребителей ПАО «СИБЭКО» на 2015 г. составил величину 223,2 руб./ГДж.

Электрическая энергия реализуется по рыночной цене, устанавливаемой на сутки вперед в результате торгов на рынке, являющемся конкурентным сектором оптового рынка электроэнергии и мощности. В табл. 2 приведены осредненные по периодам эксплуатации ТЭЦ установившиеся равновесные цены на электроэнергию оптового энергорынка в границах второй ценовой зоны за 2015 г., к которой относится Новосибирская область.

Основой конкурентоспособности ТЭЦ на оптовом энергорынке является обеспечение конкурентного уровня цен на электрическую энергию, вырабатываемую в теплофикационном (зимнем, переходном, летнем) и кон-

денсационном режимах. В рамках производственно-хозяйственной деятельности ТЭЦ имеет возможность управлять своими затратами, распределяя их между двумя энергетическими продуктами – электроэнергией и теплом. Исходные данные для расчета распределения затрат для выбранных режимов функционирования ТЭЦ по физическому, эксергетическому методам и методу электрических эквивалентов приведены в табл. 3.

Таблица 2

Рыночные цены во второй ценовой зоне на электроэнергию по сезонным периодам

Период эксплуатации ТЭЦ	Средняя оптовая цена электроэнергии, руб/кВт·ч
Зимний период	0,693
Переходный период	0,720
Летний период	0,633

Таблица 3

Данные для расчета распределения затрат ТЭЦ между двумя энергетическими продуктами

Характеристика	Значение	
Тип теплофикационного турбоагрегата	Т-100-130	
Число турбоагрегатов, шт.	4	
Топливо	Уголь	
Число часов работы ТЭЦ в режиме в течение года	Зимний	5 месяцев (ноябрь–март) = 3600 ч.
	Переходный	2 месяца (октябрь, апрель) = 1920 ч.
	Летний	5 месяцев (май–сентябрь) = 3240 ч.
Уровень электрической нагрузки, %	Зимний	100
	Переходный	73
	Летний	65
Уровень тепловой нагрузки, %	Зимний	100
	Переходный	61
	Летний	25
Средняя температура окружающей среды, К	Зимний	261,05
	Переходный	276,45
	Летний	288,45
Часовой отбор пара отопительных параметров, т/ч	315	
Цена натурального топлива, руб./т	1479	
Удельная численность производственного персонала, чел./МВт	1,41	
Средний уровень оплаты труда эксплуатационного персонала, руб./чел. в мес.	40 000	

3. Результаты расчета

Для каждого из теплофикационных режимов работы ТЭЦ проведены расчеты распределения затрат между электрической и тепловой энергией физическим и эксергетическим методами, а также методом электрических эквивалентов.

Результаты распределения затрат по трем исследуемым методам для зимнего периода функционирования ТЭЦ приведены на рис. 1 и 2. Усредненная за период цена за

электроэнергию на оптовом энергорынке равна 0,693 руб./кВт·ч. Тариф за тепловую энергию составляет 223,2 руб./ГДж.

Результаты распределения затрат по трем исследуемым методам для переходного периода функционирования ТЭЦ приведены на рис. 3 и 4. Усредненная за период цена за электроэнергию на оптовом энергорынке равна 0,72 руб./кВт·ч. Тариф за тепловую энергию составляет 223,2 руб./ГДж.

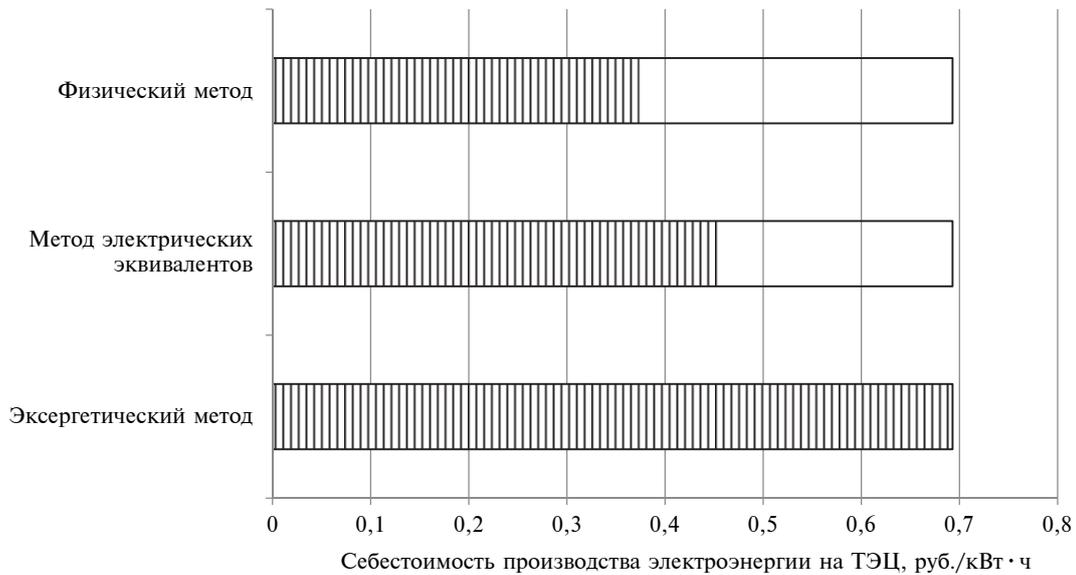


Рис. 1. Отнесение затрат на электроэнергию тремя методами при работе ТЭЦ в зимний период

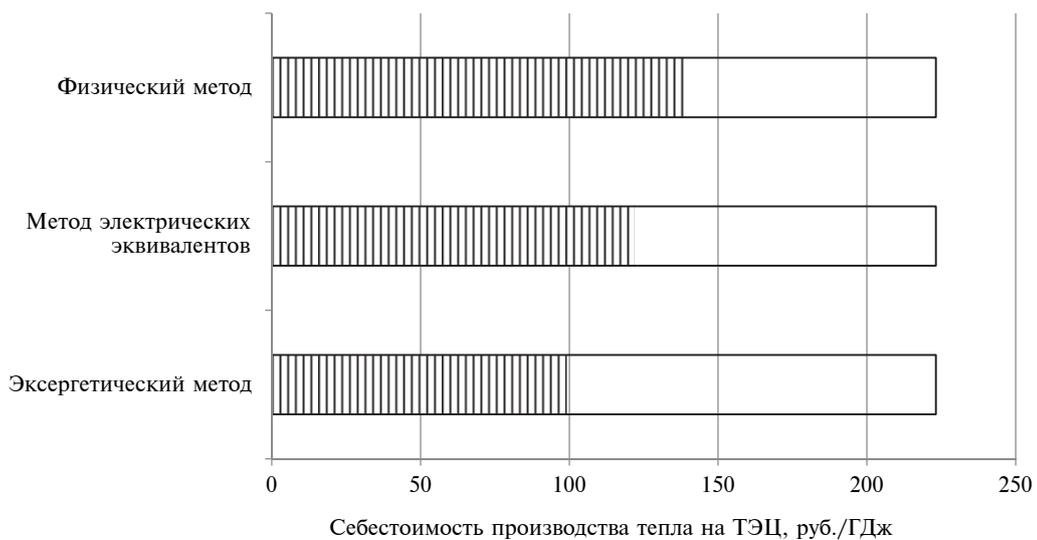


Рис. 2. Отнесение затрат на тепло тремя методами при работе ТЭЦ в зимний период

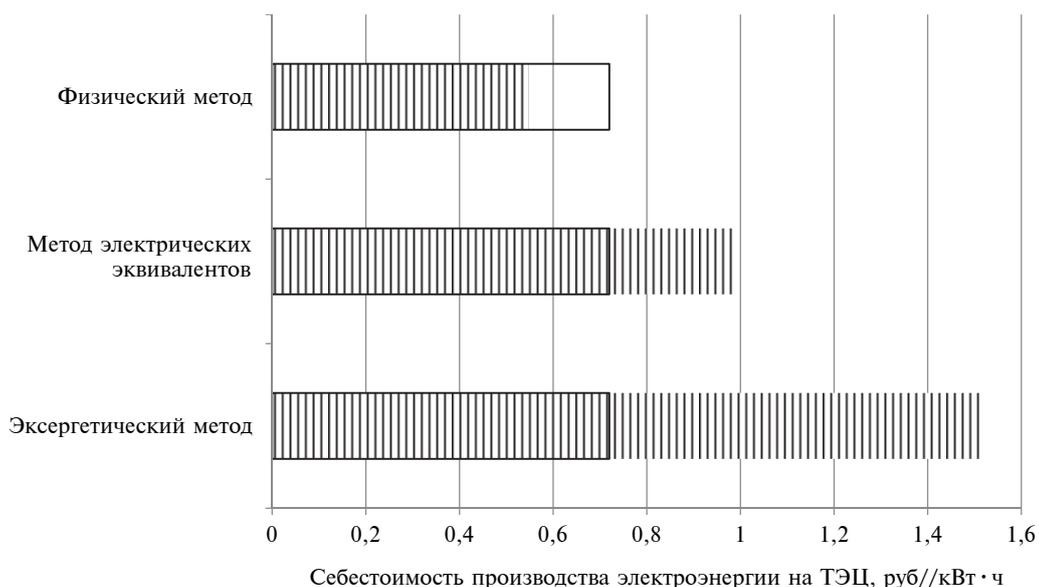


Рис. 3. Отнесение затрат на электроэнергию тремя методами при работе ТЭЦ в переходный период

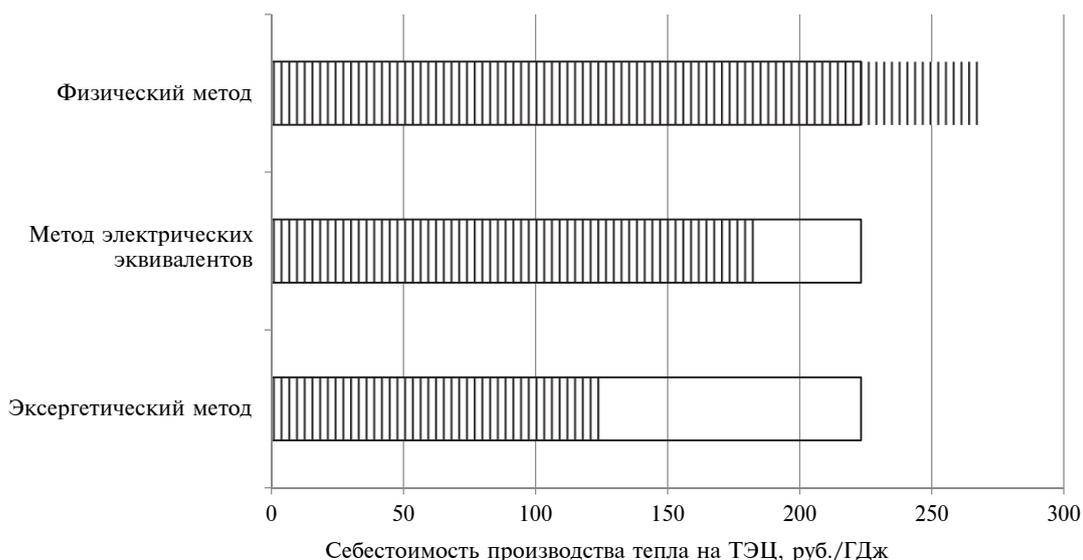


Рис. 4. Отнесение затрат на тепло тремя методами при работе ТЭЦ в переходный период

Результаты распределения затрат по трем исследуемым методам для летнего периода функционирования ТЭЦ приведены на рис. 5 и 6. Усредненная за период цена за электроэнергию на оптовом энергорынке равна 0,633 руб./кВт·ч. Тариф за тепловую энергию составляет 223,2 руб./ГДж.

При работе ТЭЦ в разных режимах в течение года, определяемых температурой окружающей среды, методы распределения затрат между тепловой и электрической энерги-

ей демонстрируют различную эффективность. В первую очередь, это связано с тем, что не все методы распределения могут обеспечить такую структуру затрат, которая позволит ТЭЦ сформировать конкурентоспособную цену на электроэнергию и успешно входить в торговый график оптового энергорынка в течение года. Выпадение из торгового графика грозит для электростанции неоплатой выработанной электроэнергии при несении тепловой нагрузки, и отсюда высокими издержками.

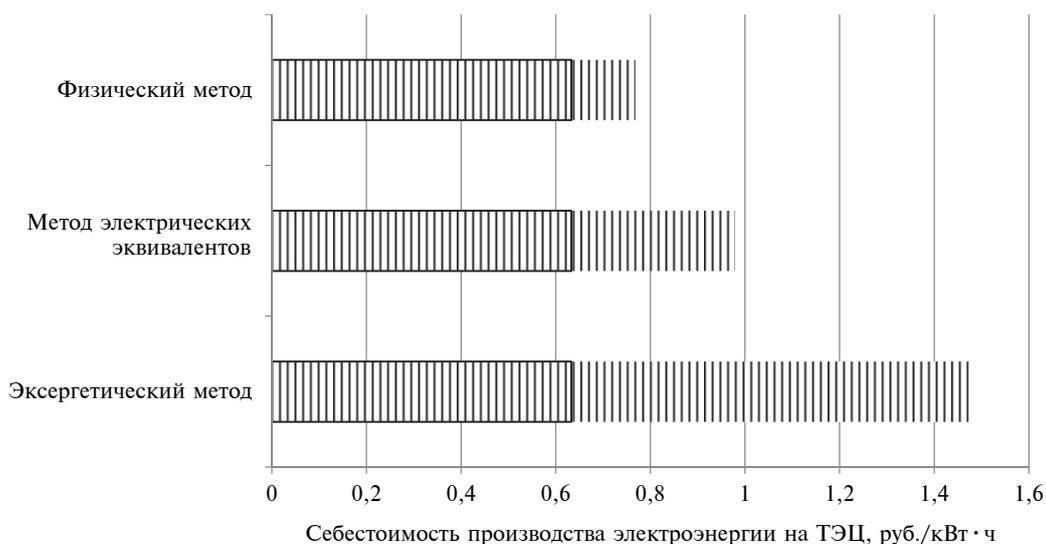


Рис. 5. Отнесение затрат на электроэнергию тремя методами при работе ТЭЦ в летний период

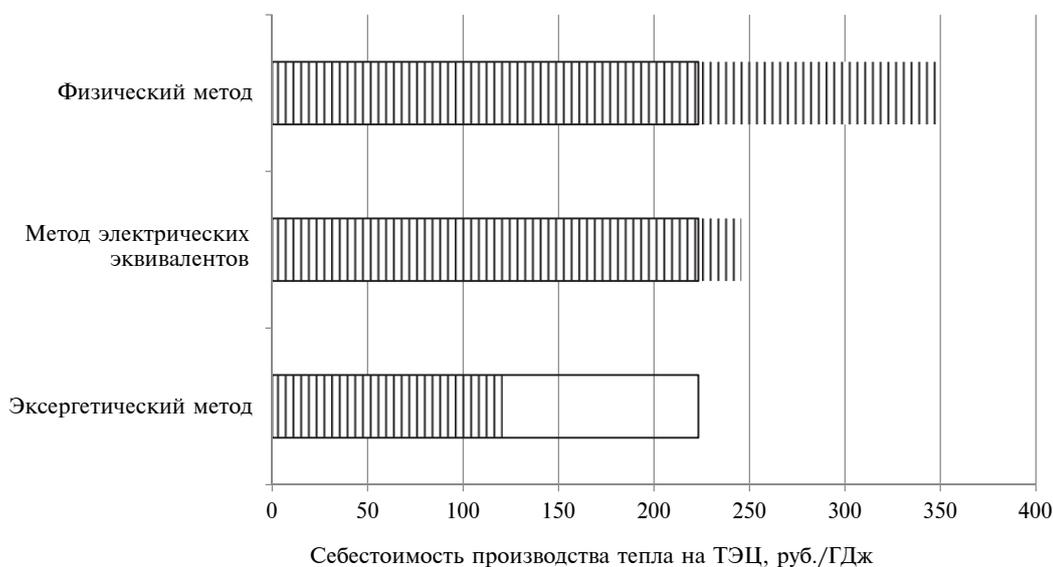


Рис. 6. Отнесение затрат на тепло тремя методами при работе ТЭЦ в летний период

Таблица 4

Экономический эффект от применения методов распределения затрат при различных режимах работы ТЭЦ в течение года

Метод	Зимний период		Переходный период		Летний период		Год
	Эффект от реализации, млн руб.						
	электро-энергии	тепла	электро-энергии	тепла	электро-энергии	тепла	суммар-ный
Физический	459,4	2079,7	96,4	-363,1	-647,0	-321,9	1303,5
Электрических эквивалентов	339,8	2199,3	-551,7	318,2	-824,7	-144,2	1336,7
Эксергетический	-999,4	2537,7	-847,1	613,6	-1540,9	572,0	335,9

В табл. 4 приводится оценка экономического эффекта от применения исследуемых методов распределения затрат при различных режимах работы ТЭЦ в течение года.

При работе ТЭЦ в зимний период с максимальной тепловой нагрузкой и наилучшими показателями тепловой экономичности электростанция извлекает максимальный экономический эффект от теплофикации, уверенно проходя конкурентный отбор ценовых заявок на оптовом энергорынке и формируя прибыль от реализации тепловой энергии на локальном рынке тепла. В данный период одинаково эффективно применение физического метода распределения затрат и метода электрических эквивалентов. Использование эксергетического метода распределения затрат при заданных исходных данных привело к выпадению ТЭЦ из торгового графика оптового энергорынка и существенному снижению прибыли от производственно-хозяйственной деятельности.

При работе ТЭЦ в переходный период снижение уровня тепловой нагрузки из-за технологических особенностей комбинированного производства приводит к уменьшению выработки электрической энергии, удельные расходы топлива на производство двух энергетических продуктов растут. В данный период, как показали расчеты, ТЭЦ несет убытки от своей производственно-хозяйственной деятельности. Несмотря на то, что применение физического метода позволяет ТЭЦ попасть в торговый график оптового энергорынка, прибыль от продажи электроэнергии достаточно невелика и не покрывает существенные убытки, которые несет электростанция на локальном рынке тепла. В то же время применение эксергетического метода и метода электрических эквивалентов позволяет ТЭЦ извлекать прибыль на рынке тепловой энергии, значительно снижая убытки, полученные от неоплаты электроэнергии на оптовом энергорынке.

При работе ТЭЦ в летний период происходит еще большее снижение уровня тепловой нагрузки, что приводит к существенному паданию эффективности электростанции. ТЭЦ несет серьезные убытки от производственно-хозяйственной деятельности. В данном случае применение методов распределе-

ния затрат будет приводить к одним и тем же экономическим результатам. Несмотря на то, что применение эксергетического метода позволяет ТЭЦ извлекать прибыль от продажи тепловой энергии на локальном рынке тепла, большие убытки, образовавшиеся от неоплаты электроэнергии на оптовом энергорынке, не позволяют получить преимущества от использования данного метода распределения затрат над другими.

В целом в течение года наибольший экономический эффект при работе ТЭЦ в различных режимах обеспечил метод электрических эквивалентов, позволяющий сформировать компромиссное решение по разнесению косвенных затрат между тепловой и электрической энергией.

Выводы. Как показало проведенное исследование, выбор метода распределения затрат между двумя энергетическими продуктами оказывает существенное влияние на конкурентоспособность ТЭЦ в условиях работы электростанции на конкурентном рынке электроэнергии. Несмотря на то, что косвенные затраты на производство тепловой и электрической энергии остаются неизменными, их грамотное распределение в определенные периоды года позволяет ТЭЦ не выпасть из торгового графика оптового энергорынка и максимизировать свою прибыль или минимизировать убытки в зависимости от режима работы, определяющего себестоимость и объем производства энергетических продуктов.

В заключение необходимо отметить, что существующие методы распределения затрат на ТЭЦ являются достаточно условными, поскольку при теплофикации невозможно провести четкую границу между процессами производства тепловой и электрической энергии. Преимущества от применения того или иного метода во многом определяются правилами работы электростанции на энергорынках и ценами на энергетические продукты. При этом, несмотря на данную условность, выбор метода распределения затрат при функционировании электростанции в различных режимах в течение года остается важной задачей, решение которой оказывает существенное влияние на эффективность работы станции на энергорынках.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бриль Р.Я., Хейстер И.М.** Экономика социалистической энергетики. М.: Высш. шк., 1966. 447 с.
2. **Желтова Е.Л.** Электрификация России (1921–1928 гг.): мифологические аспекты // Вопросы истории естествознания и техники. 1996. № 1(139). С. 61–75.
3. **Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Стриелковски В., Кочерова А.А.** Предпосылки формирования и развития национальных энергосистем на основе технологий теплофикации // Вестник Ивановского государственного университета. Серия «Экономика». 2015. № 1(23). С. 39–44.
4. **Быстрицкий Г.Ф., Гасангаджиев Г.Г., Кожиченков В.С.** Общая энергетика (производство тепловой и электрической энергии). М.: КноРус, 2016. 408 с.
5. **Владимирова А.Ф.** Состояние и тенденции развития энергетики в мире // Вестник университета (Государственный университет управления). 2013. № 23(259). С. 10–14.
6. **Черковский Н.М.** Оптимизация температурного графика отпуска тепла в межотопительный период // Энергия и менеджмент. 2002. № 2(92). С. 10–14.
7. **Амелина А.Ю., Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Стриелковски В.** Выбор оптимальной стратегии поведения генерирующей компании на рынке «на сутки вперед» в условиях рыночного регулирования // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2013. № 4(26). С. 63–68.
8. **Лисин Е.М., Стриелковски В., Григорьева А.Н., Анисимова Ю.А.** Современные подходы к разработке моделей рынков электроэнергии и исследованию влияния рыночной силы на конъюнктуру энергорынка // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2013. № 1(23). С. 188–197.
9. **Чучева И.А., Инкина Н.Е.** Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности России // Наука и образование: науч. издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2015. № 8. С. 195–238.
10. **Генрих К.А., Мошкин Б.Н.** Проблемы ТЭЦ в современной модели оптового рынка электроэнергии и мощности // Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития: сб. матер. 9-й Междунар. науч.-практ. конф., г. Новосибирск, 22 мая 2015 г. Новосибирск: НГТУ, 2015. С. 87–89.
11. **Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г., Кузьмина Е.В.** Проблемы энергосбережения и энергоэффективности в России // Известия Томского политехнического университета. 2013. № 322(6). С. 22–25.
12. **Сухарева Е.В.** Методы распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ // Транспортное дело России. 2015. № 2(87). С. 43–45.
13. **Рогалев Н.Д., Зубкова А.Г., Мастерова И.В.** Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2005. 288 с.
14. **Воропай Н.И., Ковалев Г.Ф., Кучеров Ю.Н.** Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М.: Энергия, 2013. 212 с.
15. **Васильева М.И.** Природноресурсовые факторы энергетики в российском законодательстве // Энергетическое право. 2010. № 1(25). С. 23–32.
16. **Аврух А.Я.** Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике. М.: Энергия, 1977. 464 с.
17. **Малафеев В.А.** Как «правильно» определить стоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ // Энергетик. 2000. № 9(135). С. 7–9.
18. **Попырин Л.С., Денисов В.И., Светлов К.С.** О методах распределения затрат на ТЭЦ // Электрические станции. 1989. № 11(168). С. 14–17.
19. **Стриелковски В., Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Григорьева А.Н.** Теоретические аспекты моделирования структуры рынка электрической энергии // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия «Экономика и управление». 2013. № 3(26). С. 33–37.
20. **Кириллов И.И.** Автоматическое регулирование паровых турбин и газотурбинных установок. Л.: Машиностроение, 1988. 447 с.

REFERENCES

1. **Bril' R.Ia., Kheister I.M.** Ekonomika sotsialisticheskoi energetiki. M.: Vyssh. shk., 1966. 447 s. (rus)
2. **Zheltova E.L.** Elektrifikatsiia Rossii (1921–1928 gg.): mifologicheskie aspekty. *Voprosy istorii estestvoznaniia i tekhniki*. 1996. № 1(139). S. 61–75. (rus)
3. **Lisin E.M., Anisimova Iu.A., Strielkovski V., Kocherova A.A.** Predposylki formirovaniia i razvitiia natsional'nykh energosistem na osnove tekhnologii teplofikatsii. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo universiteta. Serii «Ekonomika»*. 2015. № 1(23). S. 39–44. (rus)
4. **Bystritskii G.F., Gasangadzhiev G.G., Kozhichenkov V.S.** Obshchaia energetika (proizvodstvo teplovoi i elektricheskoi energii). M.: KnoRus, 2016. 408 s. (rus)
5. **Vladimirova A.F.** Sostoianie i tendentsii razvitiia energetiki v mire. *Vestnik universiteta (Gosudarstvennyi universitet upravleniia)*. 2013. № 23(259). S. 10–14. (rus)

6. **Cherkovskii N.M.** Optimizatsiia temperaturnogo grafika otpuska tepla v mezhotopitel'nyi period. *Energiia i menedzhment*. 2002. № 2(92). S. 10–14. (rus)
7. **Amelina A.Iu., Lisin E.M., Anisimova Iu.A., Strielkovski V.** Vybor optimal'noi strategii povedeniia generiruiushchei kompanii na rynke «na sutki vpered» v usloviakh rynochnogo regulirovaniia. *Vektor nauki Tol'iattinskogo gosudarstvennogo universiteta*. 2013. № 4(26). S. 63–68. (rus)
8. **Lisin E.M., Strielkovski V., Grigor'eva A.N., Anisimova Iu.A.** Sovremennye podkhody k razrabotke modeli rynkov elektroenergii i issledovaniiu vliianiia rynochnoi sily na kon'iunkturu energorynka. *Vektor nauki Tol'iattinskogo gosudarstvennogo universiteta*. 2013. № 1(23). S. 188–197. (rus)
9. **Chuchueva I.A., Inkina N.E.** Optimizatsiia raboty TETs v usloviakh optovogo rynka elektroenergii i moshchnosti Rossii. *Nauka i obrazovanie: nauch. izdanie MGTU im. N.E. Baumana*. 2015. № 8. S. 195–238. (rus)
10. **Genrikh K.A., Moshkin B.N.** Problemy TETs v sovremennoi modeli optovogo rynka elektroenergii i moshchnosti. *Infrastrukturnye otrasli ekonomiki: problemy i perspektivy razvitiia* : sb. mater. 9-i Mezhdunar. nauch.-prakt. konf., g. Novosibirsk, 22 maia 2015 g. Novosibirsk: NGTU, 2015. S. 87–89. (rus)
11. **Korshunova L.A., Kuz'mina N.G., Kuz'mina E.V.** Problemy energosberezheniia i energoeffektivnosti v Rossii. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013. № 322(6). S. 22–25. (rus)
12. **Sukhareva E.V.** Metody raspredeleniia zatrat pri formirovanii sebestoimosti energii na TETs. *Transportnoe delo Rossii*. 2015. № 2(87). S. 43–45. (rus)
13. **Rogalev N.D., Zubkova A.G., Masterova I.V.** Ekonomika energetiki: ucheb. posobie dlia vuzov. M.: Izd-vo MEI, 2005. 288 s. (rus)
14. **Voropai N.I., Kovalev G.F., Kucherov Iu.N.** Kontseptsii obespecheniia nadezhnosti v elektroenergetike. M.: Energiia, 2013. 212 s. (rus)
15. **Vasil'eva M.I.** Prirodnoresursovye faktory energetiki v rossiiskom zakonodatel'stve. *Energeticheskoe pravo*. 2010. № 1(25). S. 23–32. (rus)
16. **Avrukh A.Ia.** Problemy sebestoimosti i tseoobrazovaniia v elektroenergetike. M.: Energiia, 1977. 464 s. (rus)
17. **Malafeev V.A.** Kak «pravil'no» opredelit' stoimost' elektricheskoi i teplovoi energii, vyrabatyvaemoi na TETs. *Energetik*. 2000. № 9(135). S. 7–9. (rus)
18. **Popyrin L.S., Denisov V.I., Svetlov K.S.** O metodakh raspredeleniia zatrat na TETs. *Elektricheskie stantsii*. 1989. № 11(168). S. 14–17. (rus)
19. **Strielkovski V., Lisin E.M., Anisimova Iu.A., Grigor'eva A.N.** Teoreticheskie aspekty modelirovaniia struktury rynka elektricheskoi energii. *Vektor nauki Tol'iattinskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriia «Ekonomika i upravlenie»*. 2013. № 3(26). S. 33–37. (rus)
20. **Kirillov I.I.** Avtomaticheskoe regulirovanie parovykh turbin i gazoturbinnykh ustanovok. L.: Mashinostroenie, 1988. 447 s. (rus)

ЛИСИН Евгений Михайлович — доцент Национального исследовательского университета «МЭИ», кандидат экономических наук.

111250, ул. Красноказарменная, д. 14, г. Москва, Россия. E-mail: lisinym@gmail.com

LISIN Evgenii M. — National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

111250. Krasnokazarmennaya str. 14. Moscow. Russia. E-mail: lisinym@gmail.com

СТЕПАНОВА Татьяна Максимовна — студент Национального исследовательского университета «МЭИ».

111250, ул. Красноказарменная, д. 14, г. Москва, Россия. E-mail: StepanovaTM@mpei.ru

STEPANOVA Tat'iana M. — National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

111250. Krasnokazarmennaya str. 14. Moscow. Russia. E-mail: StepanovaTM@mpei.ru

ЖОВТЯК Павел Геннадьевич — студент Национального исследовательского университета «МЭИ».

111250, ул. Красноказарменная, д. 14, г. Москва, Россия. E-mail: ZhovtiakPG@mpei.ru

ZHOVTIAK Pavel G. — National Research University «Moscow Power Engineering Institute».

111250. Krasnokazarmennaya str. 14. Moscow. Russia. E-mail: ZhovtiakPG@mpei.ru

Статья поступила в редакцию: 23.10.16