

УДК 620.9

DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-21-29

Анализ конкурентоспособности теплоэлектроцентралей на рынке электроэнергии и тепла

С.С. Белобородов, А.А. Дудолин

Конкурентоспособность экономики определяется конкурентоспособностью промышленности, а с учетом климатических особенностей в значительной степени зависит от стоимости энергоресурсов. Структуры потребления электрической и тепловой энергии в Российской Федерации сильно различаются. Проведенный анализ показывает, что доля населения в потреблении электрической энергии в среднем по стране составляет около 14 %, а доля в потреблении тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения около 40 %, при этом доля теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в производстве электрической энергии около 30 %, а в теплоснабжении городов может достигать 80 %. Следовательно, вопрос разнесения затрат между производством электрической и тепловой энергии на электростанциях, работающих в режиме когенерации, является не только технической, но и важной социально-экономической задачей.

Представлен методический подход к анализу конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла с учетом разнесения топливных затрат электростанций, работающих в режиме когенерации. Важность и необходимость использования и термодинамических и экономических методик определяется тем, что ТЭЦ конкурируют не только на рынках тепла и электрической энергии, но и борются за право быть включенными в схемы развития теплоснабжения городов и региональные и федеральную схемы развития электроэнергетики. С учетом требований, предъявляемых к повышению эффективности и снижению энергоёмкости экономики Российской Федерации, низкая топливная эффективность производства (полезного отпуска) электрической или тепловой энергии может привести к появлению требований о выводе из эксплуатации теплофикационной установки.

Решение задач, при которых ТЭЦ, работающая в режиме когенерации, будет одновременно конкурентоспособна по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для раздельной выработки тепловой и электрической энергии, позволит оценить конкурентоспособность рассматриваемых проектов, выбрать наиболее перспективные варианты.

Учтено большинство методик разнесения расхода топлива электростанции, работающей в режиме когенерации, между электрической энергией и теплом. Это позволяет принимать объективные решения о целесообразности вывода из эксплуатации ТЭЦ и строительстве новых электростанций и котельных.

Ключевые слова: эффективность цикла, удельный расход условного топлива, конкурентоспособность, теплоэлектроцентраль.

Для цитирования: Белобородов С.С., Дудолин А.А. Анализ конкурентоспособности теплоэлектроцентралей на рынке электроэнергии и тепла // Вестник МЭИ. 2018. № 2. С. 21—29. DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-21-29.

Analyzing the Competitiveness of Combined Heats and Power Plants in the Market of Electricity and Heat

S.S. Beloborodov, A.A. Dudolin

The competitiveness of the country's economy depends primarily on the competitiveness of its industry, and, taking the climatic features into account, this economy indicator also depends greatly on the cost of energy resources. The structures characterizing the consumption of electricity and heat in Russian Federation differ considerably from each other. The performed analysis shows that the fraction of electricity consumed by the population is about 14% (on the average over the country), whereas the fraction of heat consumed in the district heating system is about 40%. It should also be noted that the share of combined heat and power plants (CHPPs) in the generation of electricity is about 30%, whereas their share in the supply of heat in cities can reach 80%. Therefore, the question of posting the costs between the production of electricity and heat at power plants operating in the cogeneration mode is not only a technical, but also an important socio-economic matter.

The article presents a methodological approach to analyzing the competitiveness of CHPPs in the market of electricity and heat taking into account the posting of fuel costs at power plants operating in the cogeneration mode. The importance and the necessity of using both thermodynamic and economic techniques is governed by the fact that, along with the need to compete in the markets of heat and electricity, CHPPs have to fight for the right to be included into the municipal heat supply development schemes, as well as into the electric power industry development schemes at the regional and federal levels. In view of the general requirements of making the Russian Federation economy more efficient and less energy intensive, poor fuel efficiency of production (useful output) of electric or thermal energy from a cogeneration plant may entail the need of its decommissioning.

If we succeed in solving the problem of determining the conditions under which a CHPP operating in the cogeneration mode will be competitive concurrently in the fuel component with the best available technologies for separate generation of heat and electricity, we will be able to assess the competitiveness of the projects under consideration and to select the most promising options.

The majority of methods for posting the fuel consumption at a power plant operating in the cogeneration mode between electricity and heat have been taken into account. This approach opens the possibility to make unbiased decisions on the feasibility of decommissioning CHPPs and constructing new power plants and boiler houses.

Key words: cycle efficiency, specific consumption of equivalent fuel, competitiveness, combined heat and power plant.

For citation: Beloborodov S.S., Dudolin A.A. Analyzing the Competitiveness of Combined Heats and Power Plants in the Market of Electricity and Heat. MPEI Vestnik. 2018;2:21—29. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-21-29.

Конкурентоспособность отечественной экономики определяется конкурентоспособностью промышленности, а с учетом климатических особенностей в значительной степени зависит от стоимости энергоресурсов. Структуры потребления электрической и тепловой энергии в Российской Федерации сильно различаются. Доля населения в потреблении электрической энергии в среднем по стране составляет около 14 %, а доля в потреблении тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения около 40 %. Доля теплоэлектростанций (ТЭЦ) в производстве электрической энергии около 30 %, а в теплоснабжении городов может достигать 80 %.

Таким образом, вопрос разнесения затрат между производством электрической и тепловой энергии на электростанциях, работающих в режиме когенерации, является не только технической, но и важной социально-экономической задачей.

Разработаны многочисленные методики разнесения расхода топлива при комбинированной выработке ТЭЦ, которые подразделяют на термодинамические и экономические. К термодинамическим относят физический и эксергетический методы, метод пропорционального распределения от компании ОРГРЭС (метод ОРГРЭС), методы, учитывающие недовыработку электроэнергии и тепловую ценность пара, и др.

К экономическим принадлежат энергетический метод, методы альтернативного производства тепла и электроэнергии, методы разнесения экономии и разнесения экономии и риска и др.

В литературе широко обсуждаются [1 — 19] критерии выбора между термодинамическими и экономическими методами. Отсутствие общепринятой научно обоснованной методики рассматривается [3, 4, 7, 8, 13, 15, 16, 18] как основание для отказа от термодинамических подходов в пользу экономических.

Следует отметить, что при доминировании государственной собственности в экономике и наличии государственного регулирования тарифов решалась общегосударственная задача снижения потребления топлива на единицу выпускаемой продукции. Структура и размещение генерирующего оборудования определялись с учетом общегосударственного эффекта. Центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС) несло ответственность за показатели топливной эффективности в энергосистеме.

Внедрение рыночных механизмов и изменение структуры собственности (приватизация энергетики и промышленности) привело к изменению парадигмы

управления экономикой. В результате чего возникла потребность использования новых подходов к распределению затрат между теплом и электрической энергией.

Важность (необходимость) использования и термодинамических и экономических методик определяется тем, что ТЭЦ конкурируют не только на рынках тепла и электрической энергии, но и борются за право быть включенными в схемы развития теплоснабжения городов и региональные и федеральную схемы развития электроэнергетики. С учетом требований, предъявляемых к повышению эффективности и снижению энергоёмкости экономики Российской Федерации, низкая топливная эффективность производства (полезного отпуска) электрической или тепловой энергии может привести к появлению требований о выводе из эксплуатации теплофикационной установки.

В Российской Федерации до 1996 г. применялся физический метод, который был заменен методом ОРГРЭС.

Для физического метода характерно то, что удельный расход топлива на тепло зависит только от коэффициента полезного действия (КПД) котельного оборудования.

Метод ОРГРЭС характеризуется тем, что:

- вводятся дополнительные коэффициенты, учитывающие ценность пара из отбора турбин, обеспечивающих отпуск тепловой энергии по комбинированному циклу;

- все затраты электроэнергии на собственные нужды (СН) относятся на удельные расходы топлива на электроэнергию (при этом к СН принадлежат и расходы, связанные с производством и передачей тепла).

В результате перехода удельные расходы топлива на тепло, отпускаемое от ТЭЦ, снижаются, а на электроэнергию возрастают (табл. 1).

Таблица 1

Удельные расходы топлива на тепло и электроэнергию

Удельные показатели расхода топлива	Год			
	1995	1996	1997	1998
Электроэнергия, г.у.т./кВт·ч	312	345	343	343
Теплоэнергия, кг.у.т./Гкал	175	153	148	147

При приведении значений электроэнергии, теплоэнергии, условного топлива к единой системе измерений, например в Дж, получим результаты, представленные в табл. 2:

Таблица 2

Приведенные значения удельных расходов топлива на тепло и электроэнергию

Удельные показатели теплоты топлива	Год			
	1995	1996	1997	1998
Электроэнергия, Дж/Дж	2,54	2,81	2,79	2,79
Теплоэнергия, Дж/Дж	1,23	1,07	1,03	1,03

Таким образом, без повышения эффективности систем тепло- и электроснабжения был снижен удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии за счет роста удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии. Часть издержек на энергоресурсы была переложена с населения на промышленность.

При использовании физического метода удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии превышали аналогичные показатели современных газовых котельных. Применение метода ОРГЭС привело к резкому росту удельного расхода условного топлива на выработку электрической энергии, который в ряде случаев для теплофикационных турбин превышал значение 500 г.у.т./кВт·ч. На основании некорректно полученных значений удельного расхода условного топлива могут приниматься ошибочные стратегические решения о неконкурентоспособности теплофикационного оборудования ТЭЦ и необходимости его вывода из эксплуатации.

В [1] показана необходимость разнесения топлива между производством тепловой и электрической энергии таким образом, чтобы ТЭЦ, работая в теплофикационном режиме, могла одновременно конкурировать на оптовом и розничном рынках электроэнергии (в зоне свободного перетока) и локальном рынке тепла (в зоне эффективного теплоснабжения ТЭЦ).

Целью настоящей работы является разработка методического подхода к определению конкурентоспособности ТЭЦ на рынках электрической энергии и тепла как инструмента для принятия решений о наличии или отсутствии целесообразности вывода теплофикационного оборудования ТЭЦ из эксплуатации, а также определения факторов, влияющих на его конкурентоспособность.

Производство тепловой энергии на ТЭЦ и в котельной должно сравниваться с учетом потребления топлива, электроэнергии и воды для одинаковых функционалов. Для расчетов из функционала ТЭЦ должны быть исключены дополнительные услуги по хранению резервного топлива, химводоподготовке и ведению суточного графика горячего водоснабжения (ГВС), а также топливные затраты на них в том случае, если данные услуги не оказываются эталонной котельной.

Под эталонной котельной понимается энергообъект раздельного производства тепловой энергии, которым может считаться современная газовая котельная на базе водогрейных котлов с КПД 94...95 %.

За наилучшую имеющуюся технологию раздельного производства электрической энергии принята парогазовая установка (ПГУ). Сравнение производства электроэнергии на ТЭЦ и ПГУ также должно проводиться для одинаковых условий. Расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии учитывается как часть полезного отпуска.

Для анализа конкурентоспособности ТЭЦ на рынках тепла и электроэнергии необходимо решить задачу, при которой ТЭЦ, работающая в режиме когенерации, будет одновременно конкурентоспособна по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для раздельной выработки тепловой и электрической энергии.

Одним из показателей, используемых для оценки совершенства термодинамических циклов энергоблоков, является полный КПД или коэффициент использования теплоты топлива

$$\text{КИТТ} = (N_э + Q_т) / Q_{\text{топ}},$$

где $N_э$, $Q_т$ — электрическая и тепловая мощности; $Q_{\text{топ}}$ — теплота, подведенная с топливом.

Коэффициент полезного действия по выработке (отпуску) электроэнергии η , является характеристикой генерирующего оборудования ТЭЦ, а КИТТ определяется режимом работы электростанции. Таким образом, всегда можно получить линейную зависимость между удельными расходами условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии для фиксированных значений КИТТ и η .

Теплоэлектроцентрально должна быть конкурентоспособна одновременно на рынках электрической и тепловой энергии, следовательно, удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии $b_т$ должен быть ниже удельного расхода условного топлива эталонной котельной $b_т^э$

$$b_т \leq b_т^э,$$

а удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии должен быть ниже удельного расхода условного топлива эталонной электростанции:

$$b_э \leq b_э^э.$$

На рис. 1 представлены результаты расчетов, выполненных для КИТТ, равного 70, 80 и 90 %; КПД по выработке электроэнергии составляет 33 %, что соответствует характеристикам паровой турбины Т-100-130.

Как следует из рис. 1, применение физического метода для разнесения расхода топлива между электрической и тепловой энергией не обеспечивает конкурентоспособность ТЭЦ по сравнению с эталонной котельной. Таким образом, данный метод не должен применяться на практике.

Полученный результат соответствует выводам о неэффективности использования «физического» метода, сделанных в работах [1, 2, 5, 12, 14, 19].

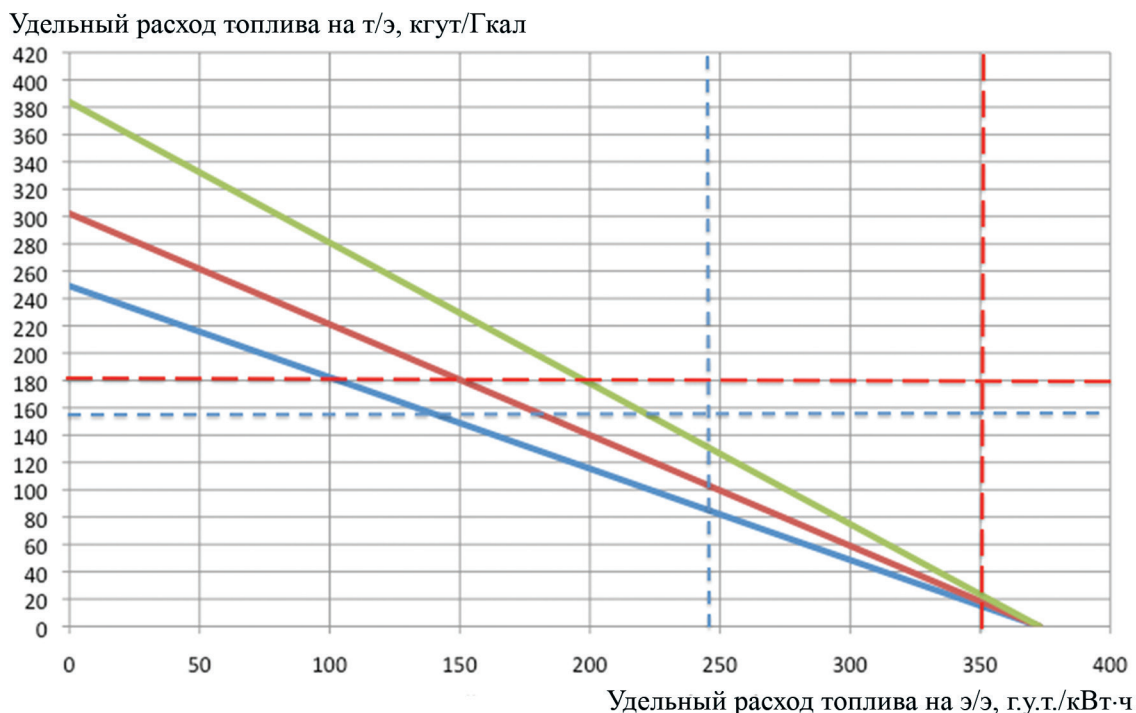


Рис. 1. Распределение расхода топлива между выработкой электрической и тепловой энергии для энергоблока Т-100-130:

— — — (горизонтальная) — физический метод; — — — (горизонтальная) — метод альтернативного производства тепла (метод альтернативной котельной); — — — (вертикальная) — метод альтернативного производства электрической энергии на ПГУ (метод альтернативной ПГУ); — — — (вертикальная) — метод альтернативного производства электроэнергии на КЭС; прямоугольник, образованный синими пунктирными линиями (в левом нижнем углу) соответствует конкурентноспособности одновременно с наилучшими имеющимися технологиями по раздельному производству электрической и тепловой энергии. Наклонные отрезки определяют всевозможные варианты зависимости УРУТ по т/э от УРУТ по э/э для фиксированного КИТТ (—, —, — 70, 80, 90 %). Любой участок отрезка содержит бесконечное число точек, поэтому количество методик по разнесению расхода топлива может быть также бесконечно большим

На рис. 2 приведены результаты решения системы для ПГУ-ТЭЦ.

На рис. 3 изображена зависимость удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии от коэффициента $K_{э/э}$ при условии обеспечения конкурентноспособности производства электрической энергии с ПГУ. Удельный расход условного топлива на производство электрической энергии составляет 246 г.у.т./кВт·ч, что соответствует КПД, равному 50 %. Из графика рис. 3 видно, что при КИТТ 80 % ТЭЦ конкурентноспособна по производству тепловой энергии при $K_{э/э} = 15$ %.

Таким образом, теплофикационные турбины, в том числе с параметрами давления пара 90 атм. и ниже, являются одновременно конкурентноспособными по теплу с эталонной котельной и по электроэнергии с эталонной электростанцией.

Аналогичным способом могут быть решены задачи разнесения топлива между полезным отпуском электрической и тепловой энергии, а также для целей разнесения затрат.

Теплоэлектроцентрали, эталонные котельные и электростанции расположены в разных точках тепловых, электрических и газовых сетей. Для целей кор-

ректного сравнения следует ввести поправочные коэффициенты, связанные с потерями энергии в сетях и стоимостью топлива для рассматриваемых ТЭЦ и эталонных котельной и электростанций.

Для повышения точности проводимых исследований в работе введены поправочные коэффициенты на потерю энергии при передаче от генератора до потребителя и коэффициент, учитывающий стоимость топлива в зависимости от климатического региона.

Эталонные котельные размещены ближе к потребителю тепловой энергии, чем отопительные ТЭЦ, следовательно, потери тепла на передачу у них ниже.

Поправочный коэффициент, связанный с потерями тепловой энергии, может быть представлен следующим образом:

$$\Delta_t = \Delta_t^0 / \Delta_t^*,$$

где Δ_t^0 , Δ_t^* — потери тепловой энергии при передаче от эталонной котельной до потребителя и от ТЭЦ до потребителя.

Величина коэффициента Δ_t меньше единицы.

Исторически ТЭЦ размещали в центрах тепловых и электрических нагрузок, поэтому расстояния до потребителей электрической энергии у них меньше, чем

Удельный расход топлива на т/э, кг/Гкал

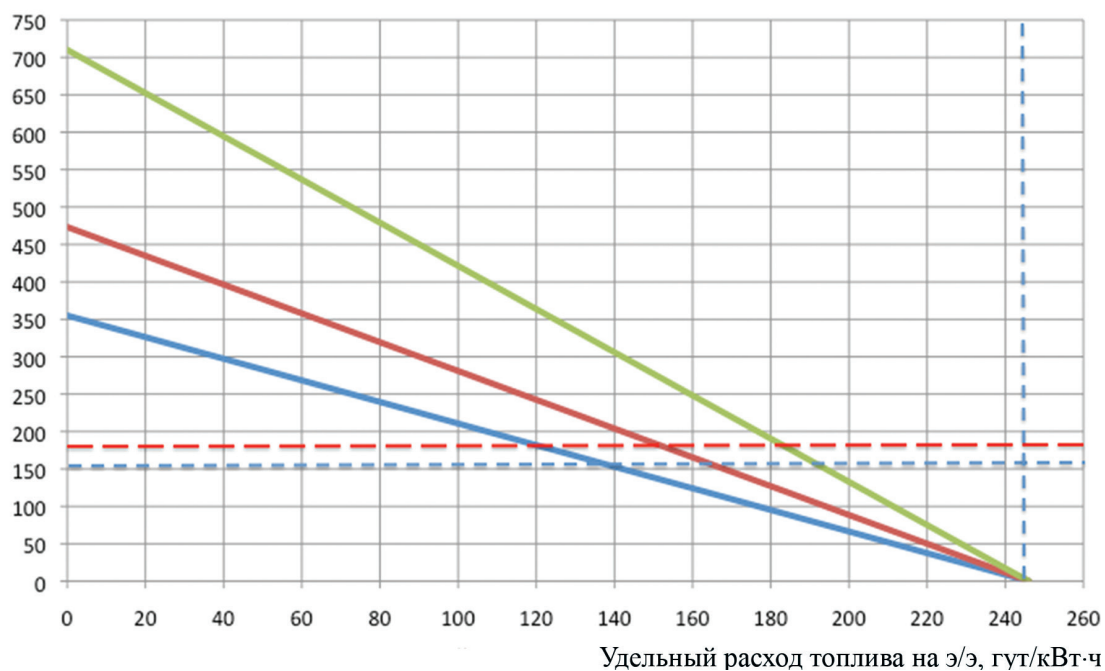


Рис. 2. Распределение расхода топлива между выработкой электрической и тепловой энергии для энергоблока ПГУ. Обозначения те же, что на рис. 1

УРУТ на т/э

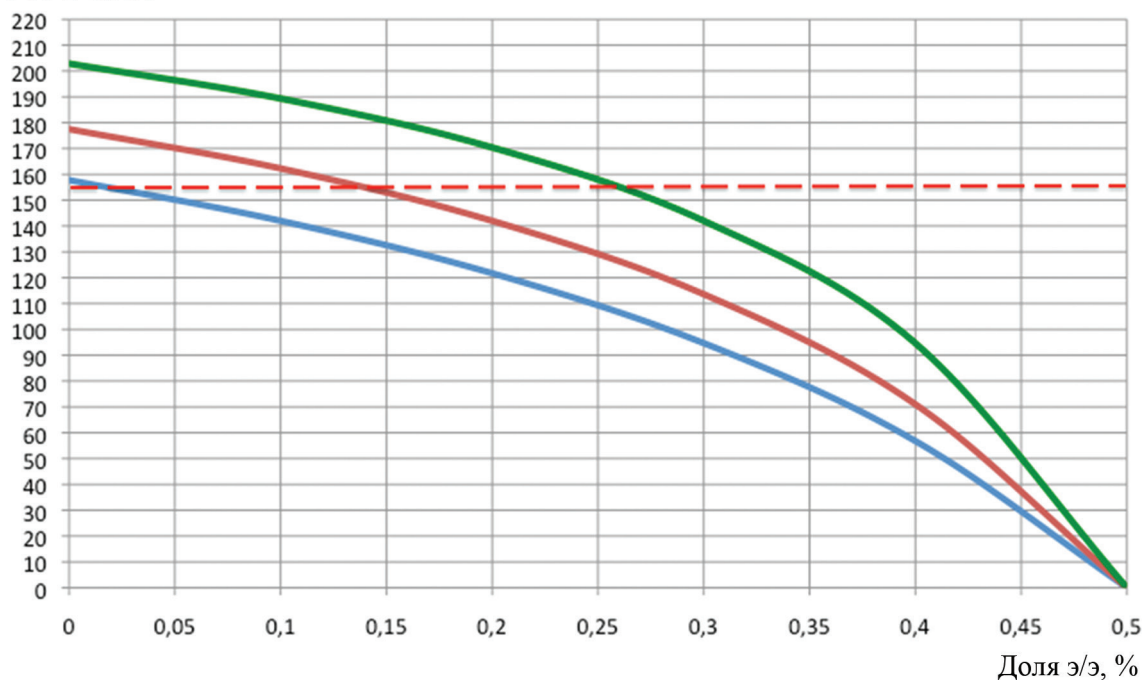


Рис. 3. Распределение расхода топлива между выработкой электрической и тепловой энергии от коэффициента $K_{\text{э}}$, при КПД, равном 50 %:

—, —, — коэффициент использования теплоты топлива, равный 70, 80, 90 %

у эталонной электростанции, следовательно, потери электроэнергии в сетях у ТЭЦ ниже, чем у эталонной электростанции. Выдача электрической энергии ТЭЦ осуществляется по электрическим сетям напряжением 35, 110 и 220 кВ, а также на генераторном напряжении 10 кВ.

Поправочный коэффициент, связанный с потерями электрической энергии выглядит, как

$$\Delta_{\text{э}} = \Delta_{\text{э}}^{\text{э}} / \Delta_{\text{э}}^{\text{э}*},$$

где $\Delta_{\text{э}}^{\text{э}}$, $\Delta_{\text{э}}^{\text{э}*}$ — потери электрической энергии при передаче от эталонной электростанции до потребителя и от ТЭЦ до потребителя.

Величина коэффициента $\Delta_{\text{э}}$ больше единицы.

Потребители природного газа подразделяются на группы в соответствии с годовым объемом потребления. Для определения соответствия величины установленной тепловой мощности котельных и группы потребителей природного газа были выполнены расчеты с использованием следующих допущений: КИУТМ котельной — 30 %; калорийность природного газа — 8000 ккал/м³; УРУТ — 155 кг.у.т./Гкал. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Распределение величин установленной тепловой мощности объемов потребления газа котельными по группам потребителей

Группы потребителей	Объем потребления газа, млн м ³ /год	Мощность котельной, Гкал/ч
1	свыше 500	свыше 1400
2	свыше 100	свыше 280
3	от 10 до 100	от 28 до 280
4	от 1 до 10	от 2,8 до 28
5	от 0,1 до 1	от 0,3 до 2,8

Теплоэлектроцентрали относятся к первой и второй группам, отопительные котельные — к 3 и 4 группам потребителей природного газа. Ко второй группе могут относиться крупные котельные в городах с численностью населения более одного миллиона человек. В соответствии со схемой теплоснабжения Москвы 12 из 22 районных тепловых станций (РТС) имеют установленную мощность от 300 до 600 Гкал/ч и 10 РТС — от 90 до 240 Гкал/ч. По фактическому потреблению природного газа за 2014 г. только 2 из 22 РТС относятся ко второй группе, а 19 РТС к третьей группе. По фактическому потреблению природного газа за 2014 г. 3 из 11 квартальных тепловых станций (КТС) относятся к третьей группе, 6 из 11 КТС к четвертой группе, и 2 из 11 к пятой.

В табл. 4 показаны конечные цены на газ для потребителей 1 — 5 групп в различных субъектах Российской Федерации.

Таблица 4

Конечные цены на газ для потребителей 1 — 5 групп в различных субъектах РФ

Субъекты РФ	Группы потребителей				
	1	2	3	4	5
Ленинградская область	4632	4643	4777	4935	4983
Санкт-Петербург	4752	4766	4949	5195	5201
Псковская область	4575	4614	4790	4933	4994
Новгородская область	4463	4475	4551	4685	4695
Вологодская область	4178	4200	4311	4421	4474
Москва	4806	4830	4962	5216	5231
Московская область	4877	4895	5040	5231	5259

Источник: Федеральная служба по тарифам РФ. Отчет о результатах деятельности в 2015 г. и задачах на среднесрочную перспективу. Цены даны с 1 июля 2015 г. (руб./1000 м³, без НДС).

Конкуренция ТЭЦ и котельных происходит в рамках одного субъекта РФ в зоне эффективного теплоснабжения ТЭЦ. В таблице 5 даны расчеты относительной стоимости природного газа для различных групп потребителей. Стоимость природного газа первой группы для каждого субъекта Российской Федерации была принята за 100 %. Таким образом, стоимость природного газа для второй группы превышает менее чем на 1 % стоимость для первой группы, стоимость для третьей группы — на 3...4 % стоимость для первой группы, стоимость для четвертой превышает на 5...9 % стоимость для первой группы.

Таблица 5

Относительная стоимость природного газа в процентах для различных групп потребителей

Субъекты РФ	Группы потребителей				
	1	2	3	4	5
Ленинградская область	100	100,24	103,13	106,54	107,58
Санкт-Петербург	100	100,29	104,15	109,32	109,45
Псковская область	100	100,85	104,70	107,83	109,16
Новгородская область	100	100,27	101,97	104,97	105,20
Вологодская область	100	100,53	103,18	105,82	107,08
Москва	100	100,50	103,25	108,53	108,84
Московская область	100	100,37	103,34	107,26	107,83

Указаны конечные цены на газ с 1 июля 2015 г. , %.

Электростанции конкурируют не только с генерацией, размещенной на территории одного субъекта РФ, но и с размещенными в других регионах в рамках зоны свободного перетока оптового рынка электрической энергии и мощности. В таблице 6 указаны оптовые

Таблица 6

Оптовые цены на газ и темпы прироста в 2014 — 2015 гг. для различных субъектов РФ

Субъекты РФ	Оптовые цены для промышленности, руб./1000 м ³ без НДС	
	с 1 июля 2014 г.	с 1 июля 2015 г.
Ленинградская область	3921	4215
Санкт-Петербург	3921	4215
Псковская область	4014	4315
Новгородская область	3925	4219
Республика Коми	3194	3434
Москва	4065	4370
Московская область	4065	4370
Тверская область	3832	4119
Ярославская область	3745	4026
Вологодская область	3660	3935

Источник: Федеральная служба по тарифам РФ. Отчеты о результатах деятельности в 2014 — 2015 гг. и задачах на среднесрочную перспективу.

цены на газ для разных регионов, в табл. 7 — расчеты относительной оптовой стоимости природного газа для различных регионов. Стоимость природного газа для субъекта Российской Федерации с минимальной оптовой ценой была принята за 100 %. Таким образом, оптовая цена природного газа в Москве и Московской области превышает на 27 % цену в Республике Коми.

Поправочный коэффициент, связанный со стоимостью топлива, для сравнения с эталонной котельной равен

$$C_t = C_t^2 / C_t^*,$$

где C_t^2 , C_t^* — стоимости топлива эталонной котельной и ТЭЦ.

Стоимость топлива для ТЭЦ меньше, чем у котельных, поэтому величина коэффициента $C_{т/э} > 1$.

Поправочный коэффициент, связанный со стоимостью топлива, для сравнения с эталонной электростанцией составляет

$$C_{э} = C_{э}^2 / C_{э}^*,$$

где $C_{э}^2$, $C_{э}^*$ — стоимости топлива эталонной электростанции и ТЭЦ.

Стоимость топлива для ТЭЦ меньше или равна стоимости топлива эталонной электростанции, поэтому величина коэффициента $C_{э/э} \leq 1$.

С учетом потерь при передаче тепловой и электрической энергии от генератора до потребителя и стоимости топлива можно записать следующие неравенства

$$b_t \leq b_t^2 \Delta_t C_t;$$

$$b_{э} \leq b_{э}^2 \Delta_{э} C_{э}.$$

Таблица 7

Относительная оптовая стоимость природного газа для различных субъектов РФ

Субъекты РФ	Оптовые цены на газ и темпы прироста в 2014 — 2015 гг. в процентах от цены газа для Республики Коми	
	с 1 июля 2014 г.	с 1 июля 2015 г.
Ленинградская область	122,76	122,74
Санкт-Петербург	122,76	122,74
Псковская область	125,67	125,66
Новгородская область	122,89	122,86
Республика Коми	100,00	100,00
Москва	127,27	127,26
Московская область	127,27	127,26
Тверская область	119,97	119,95
Ярославская область	117,25	117,24
Вологодская область	114,59	114,59

Решение данной системы позволит ответить на вопрос о конкурентоспособности ТЭЦ.

Таким образом, теплоэлектроцентраль, состоящая из теплофикационных турбин, в том числе с параметрами пара 90 атм. и ниже, и работающая в режиме когенерации, может быть одновременно конкурентоспособна по топливной составляющей с наилучшими имеющимися технологиями для отдельной выработки тепловой и электрической энергии.

Конкурентоспособность ТЭЦ зависит от режимов загрузки генерирующего оборудования системным оператором. Предложенный подход помогает определить экономически приемлемые режимы загрузки, учитывающие технические (технологические) характеристики генерирующего оборудования ТЭЦ, при которых обеспечивается конкурентоспособность теплофикационной выработки на рынках электрической энергии и тепла.

Применение предложенного подхода позволяет установить эффективную структуру генерирующих мощностей, учитывающую конкурентные преимущества когенерации, в том числе в рамках разработки энергетической стратегии РФ, схем развития электро- и теплоэнергетики, программ модернизации, принимать решения о целесообразности вывода из эксплуатации ТЭЦ и строительстве новых электростанций и котельных.

Разработанный подход учитывает большинство методик разнесения расхода топлива электростанции, работающей в режиме когенерации, между электрической энергией и теплом.

Литература

1. Белобородов С.С. Пути решения вопросов повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения, снижения стоимости электрической и тепловой энергии, сохранения ТЭЦ // *Новости теплоснабжения*. 2015. № 8. С. 11—14.
2. Чучуева И.А. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки // *Наука и образование*. 2016. № 2. С. 135—165.
3. Сухарева Е.В. Методы распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ // *Транспортное дело России*. 2015. № 2. С. 43—45.
4. Стенников В.А., Жарков С.В. Методы оценки эффективности энергоснабжения потребителей // *Энергобезопасность и энергосбережение*. 2014. № 5 (59). С. 34—40.
5. Хлебалин Ю.М. Теплофикация и второй закон термодинамики // *Вестник СПбГУ*. 2011. № 1 (54). Вып. 3. С. 94—101.
6. Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности: дисс. ... канд. техн. наук. М.: Изд-во МЭИ, 2010.

7. Жарков С.В. О разделении затрат на отпускаемые ТЭЦ электроэнергию и тепло // *Энергия: экономика, техника, экология*. 2008. № 6. С. 8—16.

8. Жарков С.В. Как оценить эффективность энергоснабжения // *Энергетик*. 2008. № 8. С. 4—9.

9. Роголев Н.Д. и др. Экономика энергетики. М.: Изд-во МЭИ, 2008.

10. Новичков И.А. Совершенствование экономического механизма формирования тарифов на региональном рынке тепловой энергии: дисс. ... канд. экон. наук. Иваново: ИГЭУ, 2007.

11. Новичков И.А. Применение метода отключений на основе треугольника Гинтера при расчете себестоимости производства электрической и тепловой энергии на Ивановской ТЭЦ-1 // *Вестник ИГЭУ*. 2007. Вып. 1. С. 39—41.

12. Коростелева Т.С. Формирование процедур распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ в рыночных условиях хозяйствования: автореф. дисс. ... канд. экон. наук. Самара, 2005.

13. Хараим А.А. Как рассчитать тарифы на электрическую и тепловую энергию, произведенную на ТЭЦ, не прибегая к делению топлива // *Новости теплоснабжения*. 2003. № 11.

14. Киселев Г.П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ. М.: Изд-во МЭИ, 2003. С. 32.

15. Хрилев Л.С., Малафеев В.А., Хараим А.А., Лившиц И.М. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // *Теплоэнергетика*. 2003. № 4. С. 45—54.

16. Малафеев В.А. и др. Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях // *Там же*. С. 55—63.

17. Семенов В.Г. Анализ возможности работы ТЭЦ на рынке электрической энергии // *Новости теплоснабжения*. 2002. № 12. С. 45—47.

18. Денисов В.И. Обоснование тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, выводимых на Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) // *Электрические станции*. 1999. № 10. С. 18—27.

19. Пустовалов Ю.В. К дискуссии о методах распределения затрат на ТЭЦ // *Теплоэнергетика*. 1992. № 9. С. 48—55.

20. Денисов В.Е., Кацнельсон Г.Г. О преимуществах эксергетического подхода к оценке работы ТЭЦ // *Электрические станции*. 1989. № 11. С. 7—10.

21. Попырин Л.С., Денисов В.И., Светлов К.С. О методах распределения затрат на ТЭЦ // *Там же*. С. 20—25.

References

1. Beloborodov S.S. Puti Resheniya Voprosov Povysheniya Effektivnosti Sistem Tsentralizovannogo Teplosnabzheniya, Snizheniya Stoimosti Elektricheskoy

и Teplovoy Energii, Sohraneniya TETS. *Novosti Teplosnabzheniya*. 2015;8:11—14. (in Russian).

2. **Chuchueva I.A.** Vychislitel'nye Metody Opredeleniya Udel'nyh Raskhodov Uslovnogo Topliva TETS na Otpushchennuyu Elektricheskuyu i Teplovuyu Energiyu v Rezhime Kombinirovannoy Vyrabotki. *Nauka i Obrazovanie*. 2016;2:135—165. (in Russian).

3. **Suhareva E.V.** Metody Raspredeleniya Zatrata Pri Formirovani Sebestoimosti Energii na TETS. *Transportnoe Delo Rossii*. 2015;2:43—45. (in Russian).

4. **Stennikov V.A., Zharkov S.V.** Metody Otsenki Effektivnosti Energiosnabzheniya Potrebiteley. *Energobezopasnost' i Energoberezhenie*. 2014;5(59):34—40. (in Russian).

5. **Hlebalin Yu.M.** Teplofikatsiya i Vtoroy Zakon Termodinamiki. *Vestnik SPbGU*. 2011;1(54);3:94—101. (in Russian).

6. **Sultanov M.M.** Optimizatsiya Rezhimov Raboty Oborudovaniya TETS po Energeticheskoy Effektivnosti: Diss. ... Kand. Tekhn. Nauk. M.: Izd-vo MPEI, 2010. (in Russian).

7. **Zharkov C.V.** O Razdelenii Zatrata na Otpuskaemye TETS Elektroenergiyu i Teplo. *Energiya: Ekonomika, Tekhnika, Ekologiya*. 2008;6:8—16. (in Russian).

8. **Zharkov S.V.** Kak Otsenit' Effektivnost' Energiosnabzheniya. *Energetik*. 2008;8:4—9. (in Russian).

9. **Rogalev N.D. i dr.** *Ekonomika Energetiki*. M.: Izd-vo MPEI, 2008. (in Russian).

10. **Novichkov I.A.** Sovershenstvovanie Ekonomicheskogo Mekhanizma Formirovaniya Tarifov na Regional'nom Rynke Teplovoy Energii: Diss. ... Kand. Ekon. Nauk. Ivanovo: IGEU, 2007. (in Russian).

11. **Novichkov I.A.** Primenenie Metoda Otklyucheniya na Osnove Treugol'nika Gintera pri Raschete Sebestoimosti Proizvodstva Elektricheskoy i Teplovoy Energii na Ivanovskoy TETS-1. *Vestnik IGEU*. 2007;1:39—41. (in Russian).

12. **Korosteleva T.S.** Formirovanie Protsedurov Raspredeleniya Zatrata pri Formirovani Sebestoimosti Energii na TETS v Rynochnykh Usloviyakh Hozyaystvovaniya: Avtoref. Diss. ... Kand. Ekon. Nauk. Samara, 2005. (in Russian).

13. **Haraim A.A.** Kak Rasschitat' Tarify na Elektricheskuyu i Teplovuyu Energiyu, Proizvedennuyu na TETS, ne Pribegaya k Deleniyu Topliva. *Novosti Teplosnabzheniya*. 2003;11. (in Russian).

14. **Kiselev G.P.** Varianty Rascheta Udel'nykh Pokazateley Effektivnosti Raboty TETS. M.: Izd-vo MPEI, 2003:32. (in Russian).

15. **Hrilev L.S., Malafeev V.A., Haraim A.A., Livshits I.M.** Sravnitel'naya Otsenka Otechestvennykh i Zarubezhnykh Metodov Razdeleniya Raskhoda Topliva i Formirovaniya Tarifov na TETS. *Teploenergetika*. 2003;4:45—54. (in Russian).

16. **Malafeev V.A. i dr.** Formirovanie Tarifov na TETS v Rynochnykh Usloviyakh. *Tam zhe*:55—63. (in Russian).

17. **Semenov V.G.** Analiz Vozmozhnosti Raboty TETS na Rynke Elektricheskoy Energii. *Novosti Teplosnabzheniya*. 2002;12:45—47. (in Russian).

18. **Denisov V.I.** Obosnovanie Tarifov na Elektricheskuyu i Teplovuyu Energiyu TETS, Vyvodimyyh na Federal'nyy (Obshcherossiyskiy) Optovyy Rynok Elektricheskoy Energii (Moshchnosti). *Elektricheskies Stantsii*. 1999;10:18—27. (in Russian).

19. **Pustovalov Yu.V.** K Diskussii o Metodah Raspredeleniya Zatrata na TETS. *Teploenergetika*. 1992;9:48—55. (in Russian).

20. **Denisov V.E., Katsnel'son G.G.** O Preimushchestvakh Eksergeticheskogo Podhoda k Otsenke Raboty TETS. *Elektricheskies Stantsii*. 1989;11:7—10. (in Russian).

21. **Popyrin L.S., Denisov V.I., Svetlov K.S.** O Metodah Raspredeleniya Zatrata na TETS. *Tam zhe*:20—25. (in Russian).

Сведения об авторах

Белобородов Сергей Сергеевич — вице-президент НП «Энергоэффективный город», e-mail: beloborodovalada@rambler.ru

Дудолин Алексей Анатольевич — кандидат технических наук, доцент, заместитель заведующего кафедрой тепловых электрических станции НИУ «МЭИ», e-mail: dudolinAA@mpei.ru

Information about authors

Beloborodov Sergey S. — Vice-President of NP «Energy Efficient City», e-mail: beloborodovalada@rambler.ru

Dudolin Aleksey A. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor, Deputy Head of Thermal Power Plants Dept., NRU MPEI, e-mail: DudolinAA@mpei.ru

Статья поступила в редакцию 29.05.2017