

УДК 621.311:338.45

Н.Г. Любимова

ТЕПЛОФИКАЦИЯ ИЛИ КОТЕЛИЗАЦИЯ РОССИИ

***Аннотация.** Проведенный анализ показал, что снижение конкурентоспособности централизованного теплоснабжения в России произошло за счет сокращения потребности в паре промышленных организаций, повышенного износа и несовершенства механизмов разделения затрат между электроэнергией и теплом при их когенерации. В статье отмечается, что именно рост числа участников и отсутствие единой технической и инвестиционной политики различных источников теплоснабжения создали возможность и необходимость формирования локальных конкурентных рынков тепла. Автор доказывает, что установление предельного уровня тарифа на тепловую энергию с ориентацией на «альтернативную котельную» будет способствовать завышению тарифов в большинстве регионов страны и дискредитирует идею конкурентного рынка тепла.*

***Ключевые слова:** централизованное теплоснабжение, децентрализованные котельные, конкуренция на рынке тепла, тарифы, когенерация.*

Natalya Lyubimova

DISTRICT HEATING OR DECENTRALIZED BOILERS IN RUSSIA

***Annotation.** The carried-out analysis showed that decrease in competitiveness of the centralized heat supply in Russia happened due to reduction of need for couple of industrial bodies, the increased wear, and imperfection of mechanisms of division of expenses between the electric power and heat at their cogeneration. In article it is noted that growth of number of participants and lack of uniform technical and investment policy of various sources of heat supply created an opportunity and need of formation of the local competitive markets of heat. The author proves that establishment of limit of a tariff for thermal energy with orientation to «an alternative boiler room» will promote overestimate of tariffs in the majority of regions of the country and discredits the idea of the competitive market of heat.*

***Keywords:** district heating, decentralized boilers, market competition heat, tariff, cogeneration.*

Все годы советской власти в стране гордились высокой долей теплофикации и мощностями теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), которые достигали трети установленной мощности единой энергосистемы СССР. Всем было очевидно, что комбинированное производство электроэнергии и тепла (когенерация) эффективнее отдельной схемы энергоснабжения. Что же произошло в России, что теперь теплофикация заменяется трендом на котелизацию?

Во-первых, падение тепловых нагрузок в связи с закрытием и перепрофилированием многих прежних промышленных предприятий. За последние 30 лет тепловые нагрузки сократились почти вдвое, при этом в большей степени по пару, что не могло не сказаться на эффективности работы ТЭЦ, в том числе на себестоимости производства электроэнергии и тепла в непроектных режимах [1].

Во-вторых, хроническое недофинансирование ТЭЦ и протяженных тепловых сетей от ТЭЦ к потребителю привело к повышению их физического и морального износа. Только 25 % энергетических котлов и 36 % турбин тепловых электростанций моложе 30 лет, а скорость замены тепловых сетей почти в 1,5 раза отстает от средней скорости устаревания тепловых сетей, что существенно уве-

личивает потери тепла и затраты на производство и транспорт тепловой энергии от ТЭЦ [6].

В итоге конкурентоспособность централизованного теплоснабжения снижается, но появляются экономические стимулы у промышленных потребителей и муниципалитетов к строительству собственных источников теплоснабжения вблизи потребителей – крышных, квартальных и прочие котельных. Доля котельных выросла, только на природном газе в 1,5 раза [2].

Постоянное снижение доли тепла от ТЭЦ на рынке тепла привело к сокращению уровня загрузки тепловых мощностей ТЭЦ, который к середине 90-х гг. составил не более чем 30 % [3].

В этих условиях государственными органами регулирования тарифов была предпринята попытка снизить себестоимость производства тепловой энергии на ТЭЦ за счет изменения метода распределения затрат между электроэнергией и теплом при их когенерации, в частности, затрат на топливо. Вместо «физического» метода распределения расхода топлива между электроэнергией и теплом при их комбинированном производстве, когда весь эффект от совместного производства относился в основном на электроэнергию, был предложен, так называемый, метод «коэффициентов ОРГРЭС» («пропорциональный» метод). Суть «пропорционального» метода заключается в повышении расхода топлива на производство электрической энергии по сравнению с расходами топлива, рассчитанными по «физическому» методу, за счет коэффициентов увеличения расхода тепловой энергии на производство электрической энергии и увеличения расхода топлива энергетическими котлами на отпуск электрической энергии при условном отсутствии отпуска тепловой энергии внешним потребителям из производственных и теплофикационных отборов (а также из приравненных к ним нерегулируемых отборов) и от конденсаторов турбоагрегатов.

В результате применения «пропорционального» метода возрастают удельные расходы топлива на производство электроэнергии от ТЭЦ и, соответственно, цена на электроэнергию, но снижаются удельные расходы топлива на отпуск тепла и цены на тепло.

Применение метода способствовало увеличению удельного расхода топлива на производство электроэнергии в 2004-2010 гг. до 334-336 гу.т./кВт*ч [10]. В этих условиях конкурентоспособность ТЭЦ на рынке тепла, хотя и перестала снижаться, но к прежнему уровню не вернулась. Более того, в условиях развития конкурентного рынка электроэнергии ТЭЦ несли убытки и на рынке электроэнергии. Теряя рынок тепла, ТЭЦ вынуждены работать по конденсационному более дорогому для ТЭЦ циклу, поэтому не всегда могут продать свою электроэнергию на «рынке на сутки вперед» (РСВ). В случае, если они становятся замыкающими в покрытии нагрузки, цены на рынке электроэнергии растут. Повышение цен на электроэнергию в конечном итоге стимулирует неплатежи потребителей на розничных рынках электроэнергии (мощности) в регионах.

Приказом Минэнерго РФ № 323 от 30.12.2008 г. «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» были регламентированы методы разнесения затрат на ТЭЦ при когенерации электроэнергии и тепла и разрешено при желании ТЭЦ и с согласия регулирующих органов снова использовать «физический» метод [8].

Более 80-ти электростанций воспользовались этой возможностью, в результате чего удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по стране сократились к 2016 г. до 308-310 гу.т./кВт*ч, а удельные расходы условного топлива на отпуск тепла от ТЭЦ опять увеличились, что усилило позиции котельных на рынке тепла и спровоцировало их дальнейшее строительство [6].

В 2016 г. была предпринята очередная попытка сдерживать цены на тепло. Приказом Минэнерго РФ № 952 от 12.09.2016 г. «Об утверждении Методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулиро-

вания в сфере теплоснабжения» предлагается три метода распределения удельного расхода топлива: изложенные выше «физический» и «пропорциональный» методы, а также «тепловой» метод [7]. Суть «теплого» метода сводится к расчету удельных расходов условного топлива на основании физического метода с включением всего расхода электрической энергии на собственные нужды в состав затрат топлива, относимых на отпуск электрической энергии. При использовании «теплого» метода удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии растут по сравнению с «физическим» методом, но не на столько, как при «пропорциональном» методе, одновременно немного снижаются и удельные расходы условного топлива на отпуск тепла. Выбор метода разнесения затрат на топливо между электроэнергией и теплом – полномочия государственных органов исполнительной власти [4]. Однако попытки удержать снижение конкурентоспособности ТЭЦ за счет государственного регулирования цен на тепло провалились.

Необходимо создать рыночные конкурентные механизмы на рынке тепла для эффективного теплоснабжения потребителей регионов. Появление на рынке большого количества новых децентрализованных источников теплоснабжения, у которых при соответствующих методах разделения затрат между электроэнергией и теплом на ТЭЦ и огромных потерь тепла при транспорте, стоимость тепла может быть ниже, чем при централизованном теплоснабжении, создает условия для развития конкуренции на региональных рынках тепла. Однако новые источники тепла подчас возникают стихийно, без увязки со схемой теплоснабжения региона, имеют каждый свою техническую и инвестиционную политику, что может привести к неуправляемому процессу строительства источников теплоснабжения и снижению эффективности теплоснабжения региона в целом.

Представленная Минэнерго РФ реформа рынка тепла направлена на развитие конкуренции на локальных рынках тепла и предполагает конкуренцию только между централизованным теплоснабжением от ТЭЦ и децентрализованным – от котельной, а для сдерживания чрезмерного роста тарифов на тепло в регионе предлагается определить предельный уровень тарифов методом «альтернативной котельной» [6]. Сразу надо отметить, что это не единственное направление развития конкуренции на рынке тепла, в частности, конкуренция может быть между централизованными источниками теплоснабжением – ТЭЦ и котельными, или децентрализованными ТЭЦ и котельными и прочее.

Предельный уровень тарифа должен устанавливаться на долгосрочный период с ежегодной корректировкой на изменение существенных условий. Долгосрочный тариф «альтернативной котельной» – это метод, в рамках которого регулируется только «конечная цена» тепла для потребителей в регионе, определяемая на основе окупаемости инвестиций в строительство и затрат на эксплуатацию потребителем собственного источника теплоснабжения-котельной. При этом долгосрочный тариф гарантируется организации, получившей статус единой теплоснабжающей организации (ЕТО) – крупнейшему поставщику в регионе [5; 9].

Предлагаемая методология, по мнению Минэнерго РФ, несет следующие плюсы:

1) отсутствие необходимости выделения значительных государственных субсидий и инвестиций для строительства тепловой генерации. Фактические ежегодные субсидии бюджетной системы в теплоснабжение (без учета субсидий за жилищно-коммунальные услуги) составляют около 150 млрд руб., что составляет почти 10 % необходимой валовой выручки (НВВ) по теплу. Ежегодная потребность в субсидиях – около 200 млрд руб., т.е. почти 13 % НВВ по теплу [3]. Фактические инвестиции в теплоснабжение составляют почти 87 млрд руб. (данные 2014 г.), потребность – около 250 млрд руб., 37 % которых могут быть получены за счет повышения эффективности [6];

2) повышение экономической мотивации к оптимизации и развитию теплоснабжения, имея в виду, во-первых, что рынок тепла в России – крупнейший в мире рынок тепла с низкой конкурен-

цией; а во-вторых, возможность получения высокой доходности за счет применения распространенных в мире технологий когенерации;

3) повышение управляемости системы теплоснабжения. Создается единый центр ответственности в лице ЕТО, который отвечает:

- перед потребителями – за надежность и качество теплоснабжения;
- перед инвесторами – за инвестиционные мероприятия в схеме теплоснабжения;
- перед муниципалитетом – за реализацию схемы теплоснабжения к 2025 г. в ценах 2013 г.

и при условии повсеместного внедрения модели [5; 6];

- создание новых рабочих мест (не менее 37 тысяч);
- увеличение налоговых поступлений, более чем на 800 млрд руб.;
- развитие смежных отраслей и импортозамещение (дополнительный вклад в ВВП не менее 660 млрд руб.);
- снижение административного (регуляторного) давления на бизнес;
- защита потребителей за счет введения предельных уровней тарифов на тепло;
- стабильная, долгосрочная система отношений поставщиков и потребителей тепла.

Однако, несмотря на предполагаемые плюсы, модель имеет и очевидные недостатки.

1. Определение при централизованном теплоснабжении потребителей от ТЭЦ предельного тарифа на тепло на уровне цены на тепло «альтернативной котельной», в большинстве регионов приведет к росту тарифов, а не, как ожидалось, к снижению.

По замыслу Минэнерго РФ для тех регионов, где тарифы на тепло при централизованном теплоснабжении уже достигли предельных уровней, тарифы на тепло будут заморожены, а для регионов, где тарифы на тепло ниже цены на тепло «альтернативной котельной», тарифы на тепло будут расти [6].

Рост тарифов на тепло, как показывает опыт, еще больше ускорит переход потребителей к децентрализованным источникам тепла – к котельным и (или) повышению государственных субсидий на услуги жилищно-коммунального хозяйства;

2. Несмотря на неудачные попытки государственного регулирования тарифов на тепло, предпринимаемые органами власти, опять предлагается необоснованный вариант государственного регулирования. Во-первых, централизованное теплоснабжение может быть и от котельных, тогда непонятно, как учитывать тарифы на транспорт тепла при сопоставлении с «альтернативной котельной». Во-вторых, цена на тепло от «альтернативной котельной», это некоторая расчетная малообоснованная для централизованного теплоснабжения величина, которая может привести к еще большему перекрестному субсидированию между производством электроэнергии и тепла. В настоящее время электроэнергия субсидирует тепло от ТЭЦ, установление тарифов на теплоснабжение на уровне цены «альтернативной котельной» может привести к обратному субсидированию – электроэнергии теплом.

В заключение следует отметить, что предложение о введении ограничения тарифов на тепло методом «альтернативной котельной» преждевременно и малообоснованно. Только конкурентный рынок и выбор поставщиков и потребителей при свободных рыночных ценах в состоянии определить справедливые тарифы на тепло. Переходный период, который планируется до 01.01.2019 г. может показать очередную несостоятельность государственного регулирования тарифов на тепло [4].

Библиографический список

1. Богданов, А. Б. Высокая энергоемкость – бич российской энергетики / А. Б. Богданов // Тепловая энергетика. – 2014. – № 3(12). – С. 6–7.
2. Богданов, А. Б. Почему в России такое дорогое тепло? / А. Б. Богданов // Тепловая энергетика. – 2014. – № 5(14). – С. 6–7.

3. Заренков, С. В. Основные направления совершенствования схем теплоснабжения поселений / С. В. Заренков, А. Б. Богданов // «КС» Энергетика и ЖКХ. – 2015. – № 4(35). – С. 44–36.
4. Итоги работы топливно-энергетического комплекса Российской Федерации в первом полугодии 2016 г. Перспективы и задачи на 2016 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://minenergo.gov.ru/node/5660> (дата обращения : 5.07.2017).
5. Миронов, И. В. ЕТО сможет обеспечить надежность за счет тарифа альтернативной котельной / И. В. Миронов // Профессиональный журнал. – 2013. – № 6(111). – С. 22–26.
6. Презентация Минэнерго России «О реформе теплоснабжения в Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://minenergo.gov.ru/node/7132/> (дата обращения : 5.07.2017).
7. Приказ Минэнерго России от 12.09.2016 № 952 «Об утверждении Методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : Справочная правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения : 21.06.2017).
8. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» (с изменениями и дополнениями)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : Справочна правовая система «Гарант» (дата обращения : 5.07.2017).
9. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190 (в ред. от 19.12.2016 № 458 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : Справочная правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения : 5.07.2017).
10. Чучуева, И. А. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива на ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки / И. А. Чучуева // Наука и образование. – 2016. – № 2. – С. 135–165.