

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТАРИФЫ И РЕГУЛИРУЕМЫЙ РЫНОК

М.И. Шавельзон,

кандидат технических наук, управляющий ПТК "Техэнергосервис",

В.И. Трутаев,

консультант мини-проекта "Энергетические тарифы"

Тарифы на энергоносители являются основным экономическим механизмом, регулирующим взаимоотношения поставщиков и потребителей энергии. Сейчас этот механизм в Республике Беларусь разлажен и не выполняет своей стабилизирующей функции, что наносит значительный ущерб народному хозяйству, усугубляет экономический кризис. Чтобы исправить положение, необходима глубокая качественная перестройка всей существующей системы формирования тарифов*.

Экономический кризис, вызванный распадом СССР и последующим разрывом производственных связей между бывшими республиками, а ныне самостоятельными государствами, коснулся всех сфер общественной и хозяйственной жизни. Не обошел он и сферы энергоснабжения, где прежде всего проявился в неудержимом росте стоимости энергоносителей и в резком сокращении потребления энергии.

За период реформ, вследствие спада промышленного производства и вынужденного отказа части потребителей (по причине высоких тарифов) от тепловой энергии, нагрузка Белорусской энергосистемы снизилась по электроэнергии на 25% и по теплу на 30%. Естественный монополизм энергетической отрасли, интенсивное удорожание импортируемого из России топлива и повышенные затраты на эксплуатацию стареющих энергоисточников и энергосетей (при хроническом недостатке инвестиций на их реконструкцию и модернизацию) привели к резкому увеличению расходов на энергоснабжение потребителей и, таким образом, к росту тарифов на

тепло- и электроэнергию. Особенно негативно сказалась на дифференциации тарифов по категориям потребителей стихийно принятая и непродуманная система перекрестного субсидирования энергоснабжения населения и сельского хозяйства за счет промышленности. Например, по г.Минску доля субсидий в общей оплате промышленности за энергию в 1996 г. составила по теплоэнергии 68,4%, по электроэнергии 14,6% и в сумме достигла 71 млн долларов. В целом по республике переплата промышленности за энергию оценивается примерно в 480 млн долларов.

Неумеренно высокие тарифы, особенно на теплоэнергию, вынуждают все большее число промышленных потребителей создавать собственные альтернативные энергоисточники, чаще всего менее эффективные, чем в энергосистеме, приводят к нерациональному использованию электроэнергии на цели теплоснабжения. Такие потребители обычно отключаются от централизованной системы теплоснабжения. При этом оставшиеся потребители, обеспечивающие основной эффект теплофикации, вынуждены брать на себя весь груз перекрестного субсидирования и тем самым подрывают свою экономическую эффективность и конкурентоспособность. При вынужденной разгрузке ТЭЦ по теплу в энергосистеме существенно уменьшается экономия топлива за счет теплофикации, что в итоге препятствует решению важнейших государственных задач: снижения энергоемкости внутреннего валового продукта и уменьшения зависимости Беларуси от импорта топливно-энергетических ресурсов. В то же время огульные (безадресные) льготы населению в оплате за энергию ведут к ее расточительному использованию. Сложилась ситуация, когда естественное в условиях дорожания топлива стремление потребителей к энергосбережению в результате непродуманной тарифной поли-

* Этому вопросу посвящена работа творческой группы белорусских ученых и специалистов, выполненная в 1997 г. в рамках "Зонтичного проекта" по Программе развития Организации Объединенных наций (ПРООН).

В предлагаемой статье излагаются наиболее важные положения данной работы.

тики привело к тому, что потери и ущерб нарастают.

В силу большой значимости энергоснабжения для народного хозяйства тарифы на энергию затрагивают также интересы государства, проявляя себя в трех важнейших балансах: энергетическом, бюджетном и финансовом.

В энергетическом балансе действие тарифов проявляется через объективно существующую рыночную зависимость цены и спроса на энергоносители. При снижении тарифов спрос на энергию увеличивается, при увеличении – падает. Аналогично меняются и структура потребления энергии, загрузка и режимы работы энергоисточников. При увеличении тарифов потребители вынуждены либо отказываться от части потребляемой энергии из-за непомерно высокой платы, сокращая при этом производство продукции и теряя значительную долю прибыли от ее реализации, либо изыскивать иные, альтернативные источники энергии, неся дополнительные затраты на организацию новой системы энергоснабжения. От повышения тарифов не всегда выигрывает и продавец энергии – энергосистема. Спад объема производства энергии может оказаться столь большим, что валовая прибыль энергосистемы не только не возрастет, а наоборот уменьшится, на что значительное влияние оказывает неизбежный при этом рост удельной себестоимости единицы производимой энергии.

В бюджетном балансе действие тарифов проявляется в доходной и расходной части бюджета. С увеличением тарифов доходная часть сокращается, так как уменьшается основная база налогообложения (прибыль) и в то же время увеличивается расходная часть бюджета из-за роста статей, обеспечивающих льготы для экономически не защищенной части населения.

В финансовом балансе тарифы на энергию влияют на объем инвестиций, предоставляемых инвесторами, а также величину реализации продукции. С увеличением тарифов инвесторам становится все менее выгодно вкладывать средства в развитие предприятий, в результате чего снижается их конкурентоспособность, что приводит к ухудшению торгового баланса страны.

Как видим, и в производственной, и в бюджетной, и в финансовой сферах чрезмерно высокие тарифы приводят к негативным последствиям. Но в то же время и неоправданно низкие тарифы наносят ущерб, так как способствуют энергорасточительству, снижают рентабельность энергоснабжения, обуславливают низкую эффективность энергоиспользования. Существует вполне определенный оптимальный уровень тарифов на энергию, обусловленный балансом экономических интересов производителей энергии, потребителей и государства, достигаемый целенаправленным регулированием.

В нашей республике, взявшей курс на регулируемую рыночную экономику, тарифы на энергию устанавливает государство, что обусловлено естественной монополией энергоснабжающих организаций. Такое регулирование должно:

- учитывать экономические интересы производителей и потребителей энергии;
- защищать экономические интересы потребителей от монопольного повышения тарифов со стороны энергоснабжающих организаций;
- создавать условия для конкуренции между энергоснабжающими организациями, которая способствовала бы снижению тарифов.

Нельзя сказать, что бывшее Минтопэнерго оставалось безучастным к проблеме тарифов. Оно ставило перед Правительством вопросы устранения перекрестного субсидирования и принимало решения, направленные на сглаживание имеющихся диспропорций в тарифах на тепло- и электроэнергию. Так, еще в 1995 г. Минтопэнерго отказалось от применяемого многие годы физического метода распределения расхода топлива между производством тепла и электроэнергией на ТЭЦ и ввело экономический метод, при котором основная доля экономии топлива в комбинированном процессе стала относиться на теплоту. Появилась возможность значительно удешевить производство теплоэнергии на ТЭЦ. Однако этого удешевления оказалось недостаточно для устранения негативных последствий перекрестного субсидирования.

В упомянутой выше работе, именуемой мини-проект “Энергетические тарифы”, рас-

смотрены три важнейших аспекта тарифной проблемы:

первый – формирование тарифов на энергоносители в условиях становления рыночных отношений в энергоснабжении;

второй – государственное регулирование тарифов;

третий – устранение порочной практики перекрестного субсидирования и социальная защита низкооплачиваемых слоев населения в сфере энергоснабжения.

Представленные в мини-проекте принципиальные решения и конкретные рекомендации даны с учетом проводимого в республике стратегического курса на создание регулируемой рыночной экономики. Рассмотрим их.

Механизм формирования тарифов в условиях регулируемой рыночной экономики

Тарифы на тепло- и электроэнергию в Белорусской энергосистеме предлагается определять в условиях полной свободы экономической конкуренции между производителями энергии, независимо от форм собственности, на базе рыночного механизма взаимодействия цены и спроса на энергетическую продукцию (с ростом цены – спрос снижается, при ее снижении – спрос растет). При этом, если энергосистема желает сохранить положение на рынке энергии и наращивать спрос на свою энергетическую продукцию, верхняя граница устанавливаемых ею тарифов не должна превышать стоимости производства энергии на альтернативных, конку-

рирующих с энергосистемой, потребительских энергоисточниках. Нижняя же граница должна обеспечивать минимально необходимую рентабельность энергосистеме при условии обеспечения нормативных удельных расходов топлива и нормативных потерь энергии при ее транспорте и нормативных затрат на эксплуатацию энергоисточников и энергосетей.

Интервал между верхней и нижней границами тарифов представляет собой поле для экономического маневра энергосистемы на рынке энергии в интересах собственного развития и повышения эффективности. Например, если энергосистема недогружена и имеет свободные энергетические мощности, что характерно для настоящего периода, целевое снижение тарифов относительно верхней границы позволит увеличить загрузку и использовать дополнительные мощности, что приведет к улучшению технико-экономических показателей работы оборудования и увеличению объема получаемой прибыли.

В условиях Беларуси в качестве основных конкурентов энергосистемы по производству теплоты выступают различные промышленные и отопительные котельные и местные теплогенераторы. Была определена примерная стоимость производства тепла в котельных разных типов и производительности при работе на природном газе и жидком топливе.

В таблице приведены дифференцированные по областям республики средние значения стоимости производства тепла в ныне действующих котельных при использовании на них природного газа; показана стоимость

Средняя стоимость производства теплоты на альтернативных котельных и в энергосистеме

Области	Котельные		Энергосистема
	средняя единичная производительность, Гкал/ч	стоимость теплоты, дол. США/Гкал	стоимость теплоты, дол. США/Гкал
Брестская	2,98	19,8	16,2
Витебская	5,09	18,5	16,2
Гомельская	2,50	20,1	17,9
Гродненская	3,70	19,2	15,1
Минская, включая г.Минск	3,48	19,4	18,5
Могилевская	3,50	19,4	16,5
По республике в целом	3,51	19,3	16,9

производства тепла на источниках энергосистемы, рассчитанная по плановой калькуляции себестоимости на 1997 г. с учетом рентабельности в 20%. Если принять полученные стоимости тепла на котельных и в энергосистеме соответственно за верхнюю и нижнюю границу тарифов на теплоэнергию, можно констатировать, что существующий ныне коридор для маневра энергосистемы в сфере теплоснабжения оказывается не столь велик, в среднем в 12,5%. Это можно объяснить тем, что в настоящее время мы имеем неоправданно завышенную себестоимость тепла в энергосистеме в связи с включением в нее большего количества всевозможных налогов и отчислений в различные фонды, в том числе и в инвестиционный фонд энергосистемы, который должен формироваться из прибыли.

Конкурентами энергосистемы по производству электроэнергии выступают прежде всего небольшие промышленные ТЭЦ, создаваемые на предприятиях. На них применяются весьма экономичные газотурбинные и паротурбинные установки, работающие по теплофикационному циклу. Как и в энергосистеме, на этих ТЭЦ имеется возможность свободного распределения топлива между производствами теплоты и электроэнергии в комбинированном процессе, а следовательно, и свободного взаимного регулирования стоимости этих энергоносителей. Вероятнее всего, что с развитием рыночных отношений стоимость производства электроэнергии на альтернативных промышленных ТЭЦ будет устанавливаться на уровне тарифа на электроэнергию в энергосистеме, а стоимость теплоты определяться по остаточному принципу из баланса суммарных затрат на этих ТЭЦ.

Конкурентом по производству электроэнергии могут выступать и поставки электроэнергии из сопредельных стран – России, Литвы, Украины, Польши. Однако можно полагать, что для Белорусской энергосистемы, имеющей высокую долю выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и использующей российский природный газ из мощных транзитных трубопроводов, конкуренция зарубежных поставок электроэнергии, если и существует на сегодняшний день, то лишь временно, и будет устраняться по мере сокращения недогрузки белорусских электростанций и их перевооружения.

Государственное регулирование тарифов и принципы их формирования

С принятием изложенных выше ограничений на тарифы регулирующая роль государства может успешно проявляться в выборе энергетических конкурентов в виде альтернативных энергоустановок.

Государство, допуская на рынок энергии тот или иной конкурирующий энергоисточник, управляет процессами централизации и децентрализации теплоснабжения, развитием теплофикации, использованием достижений научно-технического прогресса и энергосбережением.

Возьмем те же потребительские котельные. Стоимость производства теплоты на действующих котельных, новых котельных, построенных за средства потребителя, и новых котельных, построенных за заемные средства, будет разной, возрастающей в порядке их перечисления. Устанавливая ограничения тарифов на теплоту для той или другой категории котельных, можно регулировать масштабы строительства новых котельных, закрытие существующих, рост централизации теплоснабжения от энергосистемы.

Важной сферой регулирования тарифов является недопущение массового использования электроэнергии для целей теплоснабжения, что наблюдается в настоящее время, особенно в сельской местности. Существует критическое соотношение тарифов на тепло и электроэнергию, превысив которое потребителю становится выгодным отапливаться электричеством. Общеизвестно, что КПД преобразования органического топлива в теплоту и электроэнергию составляет соответственно 85 – 93 % и 30 – 39% (с учетом потерь в сетях), что электроотопление в 2,5 – 3 раза более топливосемко, чем прямое использование топлива и централизованное теплоснабжение.

Под критическим соотношением тарифов на тепло и электроэнергию следует понимать ситуацию, когда плата за единицу теплоты в форме сетевой воды, пара и т.п. равна плате за эквивалентное количество электроэнергии. Учитывая, что $1 \text{ Гкал} = 1163 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 1,163 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$, получаем: $1 \cdot \text{Ц}_т = 1,163 \cdot \text{Ц}_э$, откуда $K = \text{Ц}_т / \text{Ц}_э = 1,163 \cdot \text{Ц}_э$, где $\text{Ц}_т$ – руб/Гкал, $\text{Ц}_э$ – руб/МВт·ч.

Значение $K = 1,163$ есть критическое соотношение тарифов.

Под Ц_т понимается тариф тепла сети или себестоимость от своей котельной, или затраты на печное индивидуальное отопление.

Если соотношение действующих тарифов равно критическому Ц_т/Ц_э = 1,163, то потребителю формально безразлично, чем он будет отапливаться – сетевой водой или электроэнергией. Если Ц_т/Ц_э > 1,163, выгоднее электроотопление, и наоборот. Фактически, учитывая универсальность, маневренность и бесхлопотность электроотопления, на него перейдут при значениях, которые значительно меньше критического, т.е. при К = 0,8 ÷ 1,0 и менее. Таким образом, не только превышение критического соотношения тарифов, но и приближение к нему снизу означает серьезный дефект экономики, т.к. приводит к уже указанному 2,5 – 3 - кратному перерасходу первичного топлива в масштабах государства. При этом увеличиваются токсичные выбросы и сбросы.

Рассмотрим действующий с 01.04.1997 г. тариф на электроэнергию для населения в сельской местности: Ц_э = 270 · 10³ руб/МВт·ч. Альтернативой ему является сжигание торфа 2400 Ккал/кг по цене 500 · 10³ руб/т. При КПД печи 70 % получаем цену тепла:

$$\text{Ц}_\tau = \frac{500 \cdot 10^3 \cdot 10^6}{2400 \cdot 0,7} = 297 \cdot 10^3 \text{ руб/Гкал};$$

$$K = \frac{\text{Ц}_\tau}{\text{Ц}_\varepsilon} = \frac{297 \cdot 10^3}{270 \cdot 10^3} = 1,102.$$

Как видно, тариф формально ниже критической величины 1,163. Однако, учитывая все связанные с торфом хлопоты, потребитель заведомо предпочтет электроэнергию. При тарифе, отражающем истинную себестоимость электроэнергии (≈ 900 руб/кВт·ч), сельский потребитель будет сжигать торф, дрова и т.п. и абсолютные затраты топлива сократятся в 2 – 3 раза.

Для промышленности на уровне апреля 1997 г. имеем:

$$\text{Ц}_\tau = 1411 \cdot 10^3 \text{ руб/МВт·ч};$$

$$K = 1311 \cdot 10^3 / 1063 \cdot 10^3 = 1,32,$$

что значительно выше критического из-за соотношения тарифов; становится выгодным электроотопление. Это и происходит повсе-

местно. Кроме того, электроэнергию, в отличие от тепловой, возможно использовать безучетно. По оценке экспертов, вызванный электроотоплением перерасход топлива по Республике Беларусь на уровне 1997 г. может составлять 300 тыс. т у.т., т.е. около 15 млн долларов в год.

Задача государства – не допускать такого соотношения, чтобы обеспечивать тем самым значительную экономию топлива и рациональное использование электрической мощности в энергосистеме. Государство может пойти по линии льготного снижения тарифов для отдельных предприятий, продукция которых пользуется спросом на внешнем рынке, но не выдерживает конкуренции вследствие высокой энергетической составляющей в себестоимости этой продукции. С этой целью такие предприятия целесообразно переводить на оптовый рынок энергии, т.е. освобождать их от оплаты за транспорт энергии в распределительных сетях, а также создавать для них дотационные фонды, пополняемые соответствующими отчислениями от прибыли после реализации продукции на внешнем рынке.

Учет рыночных ограничений в тарифах на микроэкономическом уровне через показатели альтернативных систем энергоснабжения

Рыночные ограничения тарифов на энергоносители возможны лишь в условиях свободной конкуренции в сфере энергоснабжения. На микроэкономическом уровне такими конкурентами по отношению к энергосистеме выступают различные альтернативные энергисточники, создаваемые у потребителей энергии в виде промышленных и отопительных котельных, теплоэлектроцентралей малой и средней мощности, оборудованных паротурбинными либо газотурбинными агрегатами; энергисточники, использующие вторичные энергоресурсы, а также нетрадиционные источники энергии. Созданные на их базе альтернативные системы энергоснабжения, в силу различий их технико-экономических характеристик, имеют разную стоимость производства энергии. В этих условиях при выборе рыночных ограничений тарифов следует ориентироваться на замыкающую альтернативную систему энергоснабжения.

Общим условием установления рыночного тарифа является тезис:

средний тариф по энергосистеме на энергоноситель j ($T_j^{э/с}$) не должен превышать стоимости производства этого энергоносителя на замыкающем энергоисточнике у потребителя (S_j^n), т.е. $T_j^{э/с} \leq S_j^n$.

Выбор замыкающего альтернативного энергоисточника с его стоимостью производства энергии осуществляется, исходя из принятой стратегии развития энергохозяйства республики на рассматриваемый период. При таком подходе установление рыночных тарифов на энергоносители становится действенным экономическим рычагом для проведения в жизнь энергетической политики государства. Все альтернативные потребительские энергоустановки со стоимостью производимой энергии выше установленного тарифа оказываются неконкурентоспособными по отношению к энергосистеме, и их роль в энергоснабжении будет снижаться. И, наоборот, альтернативные энергоустановки со стоимостью производства энергии ниже установленного тарифа оказываются экономически эффективными и получают право на существование. Сформированный таким образом тариф позволяет экономическими методами регулировать соотношение централизованного и децентрализованного энергоснабжения в интересах государства, давать жизнь наиболее прогрессивным и технически совершенным потребительским энергоустановкам и делать заслон неэкономичным энергорасточительным источникам.

Поскольку стоимость производства энергии зависит от величины и ставок целевого кредита на сооружение потребителем собственного энергоисточника, установленные рыночные тарифы позволяют также регулировать соотношение собственных и заемных средств, расходуемых на энергоснабжение.

Принцип гибкого рыночного распределения затрат и топлива в комбинированном процессе производства теплоты и электроэнергии

В основу механизма такого распределения закладываются существующие на данный момент соотношения рыночных цен на теплоту и электроэнергию, обусловленные стоимо-

стью производства этих энергоносителей в альтернативных системах энергоснабжения. Принцип действия механизма состоит в том, что сначала устанавливается тариф на электрическую или тепловую энергию с учетом их рыночной цены, а затем по остаточному принципу определяются себестоимость и тариф на другой вид энергии. Если полученный по нормативным затратам и рентабельности тариф на сопредельную энергию оказывается выше или ниже рыночного, то он корректируется до уровня рыночного при соответствующем повышении или понижении нормативной рентабельности энергосистемы.

В настоящее время при сохранении какой-то доли перекрестного субсидирования можно исходить из рыночной стоимости теплоэнергии, чтобы избежать существующего ныне непомерно высокого тарифа на теплоту для производственных потребителей. При этом, естественно, тариф на сопредельную энергию, в данном случае электрическую, соответственно возрастет, однако бремя перекрестного субсидирования перенесется на всех потребителей и будет меньше, чем мы имеем его сегодня для отдельных промышленных предприятий.

С другой стороны, рыночная цена электроэнергии определяется иначе. Ее можно находить через себестоимость электроэнергии на замещающей КЭС энергосистемы или стоимость покупной электроэнергии, то есть формировать на межгосударственном рынке электрической энергии. Поэтому при снятии перекрестного субсидирования при формировании тарифов в качестве первичного вида энергии следует принимать электрическую. При этом более ощутимо будут проявляться экономические преимущества теплофикации и возрастут стимулы для ее развития.

Поскольку доля комбинированного процесса теплофикации в ПОЭиЭ неодинаковая и разная рыночная цена на теплоту по областям республики, тариф на теплоту целесообразно дифференцировать по территориям. В то же время рыночный тариф на электроэнергию может приниматься единым по энергосистеме. В этом случае разные соотношения рыночных тарифов на теплоту и электроэнергию по областям республики определяют и разную рентабельность в соответствующих ПОЭиЭ.

Принцип распределения экономического эффекта теплофикации между энергосистемой и потребителями энергии

Экономический эффект теплофикации в основном выражается стоимостью сэкономленного топлива в комбинированном процессе. В настоящее время этот эффект учитывается в суммарных издержках энергосистемы, отражается в тарифах на теплоту и электроэнергию и таким образом распределяется всем потребителям. Недостаток такого распределения видится в отсутствии адресности. Мы предлагаем включать в распределение этого эффекта только тех потребителей, которые получают теплоэнергию из отборов турбоагрегатов и обеспечивают тем самым экономичную выработку электроэнергии по теплофикационному циклу в энергосистеме.

На потребителей, подключенных к теплофикационным энергосистемам, приходится не весь эффект, выраженный стоимостью сэкономленного топлива, а только его часть. Остальная часть эффекта остается в энергосистеме, обеспечивая повышение ее рентабельности. Предлагаем следующий принцип распределения суммарного эффекта:

- долю, соответствующую доле условно-постоянных издержек в себестоимости производимой теплоэнергии (примерно 15 – 20%), оставляет за собой энергосистема;
- остальная часть эффекта теплофикации распределяется поровну между энергосистемой и потребителями.

Таким образом, на потребителей теплоты, подключенных к теплофикационным системам теплоснабжения, предлагается относить 40 – 42,5% совокупного эффекта теплофикации, а остальные 57,5 – 60% эффекта оставлять за энергосистемой.

Такое распределение должно отражаться в тарифах на теплоэнергию для этих потребителей и в прибыли энергосистемы от реализации теплоты и электроэнергии, полученных в комбинированном процессе.

Принцип учета в тарифах на энергоносители нормативных и сверхнормативных потерь энергии в процессе ее генерации и транспорта

Все потери энергии при генерировании и транспорте подразделяются на две основные категории:

а) неизбежные на данном этапе потери, обусловленные техническим уровнем конкретного энергоисточника и энергосети, которые поддаются технико-экономическому обоснованию и с определенными допущениями могут быть отнесены к нормативным потерям;

б) потери, обусловленные просчетами и упущениями при монтаже, ремонте и эксплуатации, которые не оправдываются действующими правилами и нормативами и охватываются понятием сверхнормативных потерь.

Смысл предлагаемого принципа состоит в том, что потребитель энергии не оплачивает упущения и просчеты энергосистемы и в тарифы на энергоносители включается лишь стоимость нормативных потерь. Сверхнормативные же потери должны устраняться в плановом порядке, а временное их наличие оплачивается из прибыли энергосистемы.

В то же время следует учитывать, что в системах теплоснабжения потери тепла через изоляцию теплопроводов практически не зависят от загрузки теплопровода и определяются величиной его наружной поверхности и разностью температур этой поверхности и окружающей среды.

Такие нормативы устанавливаются отдельно для теплопроводов разных диаметров и способов прокладки в расчете на один километр. Нормативы же этих потерь для каждого потребителя теплоты необходимо находить путем деления общей нормативной потери тепла между всеми подключенными к теплопроводу потребителями с учетом расстояния от каждого потребителя до теплоисточника по трассе теплопровода и долевого участия каждого потребителя в общей тепловой нагрузке.

Принцип дифференциации тарифов на теплоту по энергоценности энергетического потока

В настоящее время тариф на тепловую энергию, отпускаемую с ТЭЦ, практически не зависит от ее энергетической ценности, а в ряде случаев тепловая энергия в виде пара обходится потребителю даже дешевле, чем тепловая энергия в виде сетевой воды. Предлагаемый принцип дифференциации тарифов на теплоту должен стать стимулирующим фактором для потребителей по снижению как давления потребляемого пара, так и температуры обратной сетевой воды.

Для определения скидок (надбавок) к тарифу на тепловую энергию, отпускаемую с ТЭЦ, можно использовать изменение топливной составляющей ее себестоимости при изменении давления отбираемого пара. Удельный расход топлива для j-ой составляющей отпускаемой из отборов турбины теплоты при использовании экономического метода распределения топливных затрат на ТЭЦ в общем случае определяется коэффициентом ее ценности z^j. В работах БелТЭИ показано, что для теплоты, отпускаемой из отборов турбины, коэффициент ценности теплоты может быть определен по формуле:

$$z^j = 1 - \frac{W_T^j}{W_{зам}^j}, \quad (1)$$

где W_T^j – удельная выработка электроэнергии (УВЭ) на тепловом потреблении для j-го отбора турбины ТЭЦ;

W_{зам}^j – условная величина УВЭ на замещающей КЭС на единице теплоты, теряемой в цикле (в конденсаторах турбины КЭС).

При этом значение W_{зам}^{ЭК} можно связать с принимаемой для расчета v_{ТЭ}^{ЭК} величиной УРТ на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС v_{зам} уравнением:

$$W_{зам} = 1163 / (v_{зам} \cdot h_{кан} \cdot h_{тп} \cdot h_{эм} \times Q_{пр} / 860 - 1), \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{Гкал}, \quad (2)$$

где h_{кан} – КПД «нетто» котлоагрегатов замещающей КЭС;

h_{тп} – КПД теплового потока;

h_{эм} – электромеханический КПД турбоагрегатов замещающей КЭС;

Q_{пр} – теплотворная способность условного топлива (Q_{пр} = 7000 ккал/кг).

В (2) необходимо подставлять величину v_{зам} в кг у.т./кВт·ч). Значения W_{зам}^j = f(v_{зам}^j), найденные при h_{кан} = 0,88; h_{тп} = 0,98 и h_{эм} = 0,96, приведены в таблице. Данные описаны методом регрессивного анализа полиномом вида:

$$W_{зам}^j = 5539 - 0,2241 \cdot 10^5 \cdot v_{зам}^j + 0,2579 \cdot 10^5 \cdot v_{зам}^{j2}. \quad (3)$$

Значения условной величины W_{зам}^j от УРТ на отпуск теплоты от замещающей КЭС

W _{зам} ^j кг у.т./кВт·ч	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38
W _{зам} ^j кВт·ч/Гкал	1138	1005	900,7	815,6	745,2

Используя (3) и (1), для каждого j-го отбора турбины конкретной ТЭЦ легко найти величину ценности теплоты этого отбора z^j. При этом необходимые для расчета z^j по (1) значения удельной выработки электроэнергии на паре этого отбора W_T^j следует принимать по данным нормативных энергетических характеристик (НЭХ) турбоустановок ТЭЦ.

Имея значения z^j, находим удельный расход топлива на отпуск j-ой составляющей теплоты при применении экономического метода распределения топливных затрат на ТЭЦ:

$$v_{ТЭ}^{jЭК} = v_{ТЭ}^{\Phi} \cdot z^j \cdot k_p, \quad (4)$$

где v_{ТЭ}^Φ – УРТ на отпуск теплоты при физическом методе распределения топлива на ТЭЦ.

Режимный коэффициент k_p введен с тем, чтобы при вычислении v_{ТЭ}^{ЭК} за счет части эффекта от теплофикации компенсировать снижение экономичности выработки электроэнергии на ТЭЦ против замещающей КЭС (из-за наличия низкоэкономичной «привязанной» конденсационной выработки электроэнергии на минимально-вентиляционных расходах пара в конденсаторы турбины ТЭЦ), а также учесть влияние отпуска теплоты из регулируемых отборов на снижение внутреннего относительного КПД теплофикационных турбин. Из баланса расхода теплоты на ТЭЦ значение k_p находится так:

$$k_p = (v_{ТЭ}^{ЭК} - \alpha_{кот} \cdot v_{ТЭ}^{\Phi}) / (v_{ТЭ}^{\Phi} \cdot \sum \alpha_{Тотб}^j \cdot z^j). \quad (5)$$

где: α_{кот} – доля отпуска теплоты от водогрейных или через РОУ от паровых котлов ТЭЦ;

α_{Тотб}^j – доля отпуска теплоты от j-ых отборов турбины. При этом, очевидно, должно соблюдаться условие:

$$\alpha_{кот} + \sum \alpha_{Тотб}^j = 1. \quad (6)$$

В первом приближении можно принимать $k_p \sim 1,15 - 1,20$. Исходя из выражения (1) для z^i , можно показать, что при изменении давления отпускаемого пара и, соответственно, удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении от W_{T1} до W_{T2} соотношение в значениях z^i станет равным:

$$z_1/z_2 = (W_{зам} - W_{T1}) / (W_{зам} - W_{T2}). \quad (7)$$

При этом, предполагая, что при изменении давления отпускаемого пара значение режимного коэффициента p останется неизменным, соотношение в УРТ на отпуск теплоты составит:

$$v_{T1}^{ЭК} / v_{T2}^{ЭК} = z_1 / z_2, \quad (8)$$

а изменение абсолютной величины УРТ на тепловую энергию можно найти так:

$$\Delta v_{T3} = v_{T2}^{ЭК} - v_{T1}^{ЭК} = v_{T1}^{ЭК} \cdot (z_2 / z_1 - 1). \quad (9)$$

Для примера покажем, как повлияет снижение давления отпускаемого от Новополоцкой ТЭЦ пара на ПО «Нафтан» с 1,6 до 1,0 МПа.

В этом случае по данным НЭХ турбин ПТ-60-130/13 или Р-50-130/13 Новополоцкой ТЭЦ значение УВЭ на базе отпускаемой с паром теплоты увеличится с $W_{T1} \sim 220$ до $W_{T2} \sim 277$ кВт·ч/Гкал.

При $v_{зам} = 0,32$ кг у.т./кВт·ч (как для Лукомльской ГРЭС) будем иметь $W_{зам} = 1005$ кВт·ч/Гкал и значение z^i :

$$z_1 = 1 - 220/1005 = 0,781;$$

$$z_2 = 1 - 277/1005 = 0,724.$$

Для Новополоцкой ТЭЦ удельный расход топлива на отпуск теплоты при физическом методе распределения топливных затрат $v_{T3}^{\Phi} = 172$ кг у.т./Гкал. Тогда, приняв величину режимного коэффициента $k_p = 1,15$, получим, что при отпуске пара с давлением 1,6 МПа значение УРТ на отпуск тепловой энергии из (4) составит:

$$v_{T1}^{ЭК} = 172 \cdot 0,781 \cdot 1,2 = 154,5 \text{ кг у.т./Гкал.}$$

При снижении давления отпускаемого пара до 1,0 МПа величина УРТ на тепловую энергию изменится на:

$$\Delta v_{T3} = 154,5 \cdot (0,724 / 0,781 - 1) = -11,28 \text{ кг у.т./Гкал}$$
 и составит:

$$v_{T2} = 154,5 - 11,28 = 143,22 \text{ кг у.т./Гкал.}$$

Так как при изменении давления отпускаемого пара постоянная составляющая себестоимости тепловой энергии практически остается постоянной, то снижение тарифа на отпуск теплоты с паром при изменении его давления можно найти через изменение топливной составляющей себестоимости:

$$\Delta S_{T3T} = \Delta v_{T3} \cdot C_T, \quad (10)$$

где C_T – цена используемого на ТЭЦ топлива. В нашем примере при $C_T \sim 1,5$ млн руб/т у.т. получим:

$$\Delta S_{T3T} = 11,28 \cdot 1,5 \cdot 10^3 \approx 16,9 \text{ тыс.руб/Гкал.}$$

С помощью данной методики могут быть определены скидки (надбавки) к тарифам на отпущенную теплоту с сетевой водой при снижении (повышении) температуры обратной сетевой воды. Это должно стать для потребителя стимулирующим фактором принятия энергосберегающих мер по более глубокому использованию теплоты полученной от ТЭЦ сетевой воды t_{oc} .

Влияние t_{oc} сказывается на экономичности различных энергонеточников. Если для котельных рост температуры обратной сетевой воды практически не приводит к увеличению УРТ, то для современных паротурбинных ТЭЦ со ступенчатым подогревом сетевой воды повышение t_{oc} может значительно снизить удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

Так как располагаемый (используемый) теплоперепад для отборов паровых турбин с докритическими начальными параметрами пропорционален разности температур насыщения при давлении свежего пара $t_{но}$ и давлении в отборе $t_{ногб}$, относительное снижение УВЭ на тепловом потреблении при увеличении t_{oc} на величину Δt_{oc} приблизительно можно определить так:

$$\Delta W_T = \Delta t_{oc} / (t_{но} - t_{ногб}) \cdot 100\%. \quad (11)$$

Через величину ΔW_T находятся изменение коэффициента ценности отпускаемой теплоты, соответствующее увеличение УРТ на тепловую энергию Δv_{T3OC} , и размер платы за превышение нормативной величины t_{oc} .

Принцип дифференциации тарифов на электроэнергию по зонам графика электрической нагрузки

Назначение такой дифференциации – стимулирование потребителей электроэнергии к снижению ее потребления в период максимума нагрузки энергосистемы. Это обеспечивает снижение необходимой суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы и повышение экономичности их работы за счет выравнивания режима работы.

В основу дифференциации кладется экономический эффект, который получает энергосистема от перемещения электрической нагрузки потребителей из пиковой в полупиковую и базовую зоны графика нагрузки. Величина этого эффекта зависит от уровня затрат, расходуемых на прирост мощности в энергосистеме от разницы удельных расходов топлива на производство пиковой, полупиковой и базовой электроэнергии, и от различия в ценах на топливо, потребляемое базовыми, пиковыми и полупиковыми энергоустановками.

Расчет дифференцированных тарифов ведется по уравнениям баланса названного эффекта. На базе полученных таким образом тарифов на пиковую, полупиковую и базовую электроэнергию с учетом реальных графиков электрической нагрузки энергосистемы определяются тарифы на электроэнергию по часам суток, а при необходимости и по сезонам года.

Для внедрения дифференцированных тарифов в практику расчета с потребителями необходимы счетчики с позонным учетом электроэнергии. Такие счетчики широко применяются за рубежом; они также получили некоторое распространение в Беларуси.

О перекрестном субсидировании и последствиях его устранения

Есть предложение отказаться от перекрестного субсидирования в той форме, в какой оно существует сегодня, когда льготы населению в оплате за тепло компенсируются через повышение тарифов на соответствующие виды энергии для других категорий потребителей, и главным образом для промышленности.

В настоящее время, в результате перекрестного субсидирования, в энергоснабже-

нии промышленности сложилось ненормальное в физическом и экономическом плане положение, когда предприятиям стало выгодно отказываться от поставок теплоты от энергосистемы и удовлетворять свою потребность в ней за счет электроэнергии.

Исследования показали, что полный отказ от перекрестного субсидирования позволит снизить плату промышленности за энергию, потребленную от энергосистемы, в среднем на 35,7%, что приведет к снижению себестоимости промышленной продукции на 18 – 25%; примерно на такую же величину снизятся отпускные цены на продукцию. В этом случае возрастает прибыль от реализации промышленной продукции, увеличатся объем выплачиваемых налогов и отчисления в бюджет государства. Тем самым будет создана финансовая возможность осуществления адресных дотаций малообеспеченным слоям населения в части энергообеспечения.

Исследования также свидетельствуют, что дополнительная платежная нагрузка населения за энергоносители при отказе от перекрестного субсидирования в расчете на одного человека (в сумме по теплу и электроэнергии) в среднем составит около 24,6 доллара в год. Если исходить из реальных доходов населения, при которых (по экспертной оценке авторов мини-проекта) не 20% населения, как указывается в официальной статистике, а 40% по своим ресурсам превышают минимальный потребительский бюджет, то ожидаемые последствия при отказе от перекрестного субсидирования выглядят следующим образом.

Если 50% населения заплатят эту разницу, то месячный ресурс данной части населения снизится не более чем на 2,5% и составит 81,3 доллара на человека в месяц. В то же время 35% населения, при условии оснащения квартир измерительными приборами, включатся в режим экономии. При снижении потребления электроэнергии на 35% затраты на ее приобретение для этой части населения практически останутся прежними.

И, наконец, 15% населения, даже при экономии энергии, окажутся не в состоянии оплачивать повысившуюся вслед за тарифом оплату теплоты и электроэнергии. Эта часть малоимущих потребителей нуждается в дотации. Общая сумма дотации может быть оценена в 37,8 млн долларов год, что следует по-

крыть из средств социальной помощи при условии лимитирования для этой части населения энергопотребления.

Предложенная мера поможет и энергосистеме увеличить производство энергии, повысить эффект теплофикации и уровень рентабельности. При этом промышленные предприятия увеличат сбыт своей продукции, что позволит получить дополнительные средства в бюджет и улучшить торговый баланс страны за счет увеличения экспорта продукции. Все это даст возможность увеличить доходы населения за счет роста заработной платы, что перекроет его дополнительные расходы при устранении перекрестного субсидирования. Как и во всяком массовом решении, из него выпадут отдельные малообеспеченные семьи, которые и должны дотироваться на основании индивидуальных решений органов социального обеспечения.

Отказ от перекрестного субсидирования может потребовать определенного переходного периода, в течение которого тяготы перекрестного субсидирования за тепловую энергию следует возложить не на ограниченный круг потребителей, получающих теплоэнергию от энергосистемы, а на всех, кроме населения, потребителей за счет соответствующего повышения тарифов на электроэнергию. При этом восстановятся заинтересованность промышленных потребителей в теплоснабжении от ТЭЦ и эффективность этого теплоснабжения, а средняя нагрузка перекрестного субсидирования несколько снизится*.

*Кроме изложенного, в мини-проекте "Энергетические тарифы" рассмотрены вопросы учета в тарифах энергоценности потоков тепла, оплаты реактивной электрической мощности потребителями, дифференциации тарифов на электроэнергию по часам суток, экологических затрат и ущербов и другие.

