

Чистов И.В., Быстрицкий В.С. Особенности определения себестоимости и формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию [Электронный ресурс] // Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования: Научный интернет-журнал. 2014. – № 6(22). Режим доступа http://iea.gostinfo.ru/files/2014_06/2014_06_10.pdf

УДК 338.512

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ И ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ

Чистов И.В., доктор экономических наук, профессор, Заслуженный деятель науки Российской Федерации, заведующий кафедрой управления экономикой производства и ремонта вооружения и техники Военного университета Минобороны России

Быстрицкий В.С., кандидат экономических наук, заместитель директора филиала ОАО МРСК Центра - «Ярэнерго» по развитию и реализации услуг

Энергетической основой развития современного общества является электрическая и тепловая энергия. На основе взаимозаменяемости почти всех видов энергетических ресурсов и энергии образуются системы, объединяемые в масштабе страны в межотраслевой топливно-энергетический комплекс. В результате в современных условиях энергетика выступает как совокупность непрерывно развивающихся производственных систем, созданных для получения, преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов и энергии всех видов, что предопределяет необходимость учета особенностей ценообразования на них. В статье автором охарактеризованы особенности определения себестоимости и формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Ключевые слова: себестоимость, тариф, электрическая энергия, тепловая энергия

UDC 338.512

FEATURES OF DETERMINATION OF PRIME COST AND FORMATION OF TARIFFS FOR ELECTRIC AND THERMAL ENERGY

Chistov I.V., Doctor of Economics, professor, Honored worker of science of the Russian Federation, head of the department of management of economy of production and repair of arms and equipment of Military university of the Ministry of Defence of the Russian Federation

Bystritsky V.S., Candidate of Economic Sciences, the deputy director of IDGC of Centre branch of JSC – «Yarenergo» on development and realization of services

Power basis of development of modern society is electric and thermal energy. On the basis of interchangeability of almost all types of energy resources and energy the systems united on a national scale in an interindustry fuel power complex are formed. As a result in modern conditions of an energy drink acts as set of continuously developing production systems created for receiving, transformation, distribution and use of energy resources and energy of all types that predetermines need of the accounting of features of pricing on them. In article the author characterized features of determination of prime cost and formation of tariffs for electric and thermal energy.

Keywords: prime cost, tariff, electric energy, thermal energy

При установлении тарифов на электроэнергию необходимо учитывать специфику энергетического производства и, прежде всего, зависимость режима работы электроэнергетических систем (далее – ЭЭС) от режима электропотребления, который является неравномерным. Поэтому одним из важнейших требований, предъявляемых к тарифам на энергию, является стимулирование потребителей к улучшению режима потребления энергии путем выравнивания суточного графика электрической нагрузки. Это способствует улучшению экономических показателей работы электрических станций.

Система ценообразования в электроэнергетике зависит от применяемой системы управления. Различают вертикально-интегрированные и вертикально-дезинтегрированные схемы системы управления. В первом случае основные субъекты электроэнергетики объединены в составе одного энергетического предприятия, который занимается производством, передачей и распределением электрической энергии. В данном случае речь может идти только о розничных ценах на энергию, то есть о ценах для конечных потребителей энергии. Потребители дифференцируются по группам и цены на энергию также дифференцируются по этим группам. При вертикально-дезинтегрированной структуре энергосистемы последняя представляется в виде хозяйственно самостоятельных энергетических компаний, которые организуются на базе фаз производства: генерация,

передача, распределение и сбыт электроэнергии. В этой связи различают цены оптового рынка, по которым генерирующие компании и независимые электростанции предлагают электроэнергию на оптовый рынок, и цены розничного рынка, по которым распределительные компании поставляют электроэнергию ее конечным потребителям. Существуют также и цены, по которым компания по передаче электроэнергии продает ее распределительным компаниям. Для России характерна вертикально-дезинтегрированная схема управления.

Себестоимость продукции – важный экономический показатель деятельности любого предприятия, характеризующий уровень материальных и трудовых затрат, связанных с производством продукции. Различают два вида себестоимости: себестоимость всей продукции и себестоимость единицы продукции (кВтч, Гкал). Объектом расчета себестоимости энергии в ЭЭС являются:

- для электростанций – себестоимость производства электрической и тепловой энергии; для электрических и тепловых сетей – себестоимость передачи и распределения энергии;

- для ЭЭС в целом – себестоимость полезно отпущенной потребителям энергии [1].

Структуру себестоимости в электроэнергетике можно представить в следующем укрупненном виде: 1) топливо; 2) амортизация производственных фондов; 3) основная и дополнительная заработная плата с начислениями на социальное страхование; 4) затраты на ремонтные работы (производственные услуги); 5) вспомогательные материалы); 6) прочие расходы.

Если электростанции, электрические и тепловые сети являются самостоятельными производственными хозяйственными единицами, то в состав себестоимости включаются также такие элементы, как различного рода налоговые отчисления, инновационный фонд (если таковой предусмотрен в составе себестоимости) и др. Такие предприятия имеются в

вертикально дезинтегрированных энергосистемах. Для таких энергосистем характерна именно такая организационная структура, характеризующаяся наличием генерирующих, электросетевых и распределительных энергокомпаний. По каждой из этих компаний рассчитывается себестоимость соответственно производимой (генерируемой), передаваемой и распределяемой электроэнергии. Себестоимость производимой электроэнергии в генерирующей компании определяется на базе себестоимостей производства электроэнергии на отдельных электростанциях как средневзвешенная величина. В электросетевой и распределительной компаниях определяется себестоимость соответственно передачи и распределения электроэнергии.

В вертикально-интегрированных энергосистемах, где фазы производства организационно не разъединены, себестоимость полезного отпуска определяется как частное от деления всех эксплуатационных затрат в энергосистеме на величину полезно отпущенной электроэнергии. В вертикально дезинтегрированной энергосистеме себестоимость полезного отпуска может быть рассчитана как сумма себестоимостей по фазам производства, хотя, если эту энергосистему считать как единое целое, то себестоимость полезного отпуска может быть рассчитана также как и в вертикально интегрированной системе.

Себестоимость электрической энергии на конденсационной электростанции (КЭС).

Затраты на топливо, потребляемое на выработку электроэнергии, определяются следующим образом:

$$C_T = u_T \times b_Y \times \mathcal{E},$$

где: u_T – цена топлива; b_Y – удельный расход топлива на выработку электроэнергии; \mathcal{E} – выработка (отпуск) электроэнергии.

Топливная составляющая себестоимости производства 1 кВт·ч:

$$c_{\mathcal{E}\mathcal{E}}^T = u_T \times b_Y.$$

Расход топлива является главной составляющей себестоимости производства электроэнергии, составляя до 80% и более от общей себестоимости на станции.

Амортизационные отчисления определяются как:

$$C_{AM} = p_{AM} \times k_y \times N_y,$$

где: p_{AM} – норма амортизационных отчислений в относительных единицах; k_y – удельная стоимость станции; N_y – установленная мощность электростанции.

Амортизационная составляющая себестоимости 1 кВт·ч определяется как:

$$c_{ЭЭ}^{AM} = p_{AM} \times \frac{k_y}{h_y},$$

где: h_y – число часов использования установленной мощности электростанции, определяемое из уравнения $h_y = \frac{\mathcal{E}}{N_y}$.

Заработная плата определяется как:

$$C_{ЗП} = k_{ШТ} \times N_y \times \Phi_{ЗП}^{СГ},$$

где: $k_{ШТ}$ – штатный коэффициент (удельная численность персонала на электростанции), чел/МВт; $\Phi_{ЗП}^{СГ}$ – среднегодовой фонд заработной платы одного работника электростанции.

Составляющая заработной платы в себестоимости 1 кВт·ч определяется по выражению:

$$c_{ЭЭ}^{ЗП} = k_{ШТ} \times \frac{N_y}{h_y}.$$

Затраты на ремонтные работы (капитальные и текущие) могут быть определены в долях от стоимости станции как:

$$C_{РЕМ} = p_{РЕМ} \times k_y \times N_y,$$

где: $p_{РЕМ}$ – коэффициент, определяющий затраты на ремонтные работы в долях от стоимости станции.

Ремонтная составляющая в себестоимости 1 кВт·ч:

$$c_{\text{ЭЭ}}^{\text{РЕМ}} = p_{\text{РЕМ}} \times \frac{k_{\text{У}}}{h_{\text{У}}}.$$

Расчитанные четыре слагаемых себестоимости составляют более 90 % от всей себестоимости. Себестоимость 1 кВт·ч может быть определена как:

$$C_{\text{ЭЭ}} = (c_{\text{T}} \times b_{\text{У}} + p_{\text{АМ}} \times \frac{k_{\text{У}}}{h_{\text{У}}} + k_{\text{ШТ}} \times \frac{N_{\text{У}}}{h_{\text{У}}} + p_{\text{РЕМ}} \times \frac{k_{\text{У}}}{h_{\text{У}}})(1 + \gamma),$$

где: γ – коэффициент, учитывающий все остальные затраты и равный примерно 0,05-0,08.

Себестоимость электрической и тепловой энергии на теплоэлектростанциях (ТЭС).

Структура эксплуатационных расходов на ТЭС не отличается от их структуры на КЭС, однако определение себестоимости энергии на ТЭС представляет более трудную задачу вследствие комбинированного характера производства электрической и тепловой энергии. В едином производственном процессе производятся два вида энергии – электрическая и тепловая. Для определения себестоимости энергии на ТЭС необходима разработка экономически обоснованной методики распределения общих затрат между электрической и тепловой энергией. При этом важное значение имеет, прежде всего, распределение топливных затрат между двумя видами энергетической продукции, так как затраты топлива составляют до 80-90 % общих затрат. Комбинированный характер производства электрической и тепловой энергии экономически более выгоден, чем их отдельное производство.

В зависимости от принятого способа разделения топливных затрат осуществляется распределение общих условно-постоянных затрат ТЭС. Обычно их распределяют пропорционально расходу топлива на соответствующий вид энергии. Так как удельный вес этих затрат в себестоимости сравнительно невелик, то и их влияние на величину себестоимости каждого вида энергии оказывается незначительным, тем более

что некоторые виды условно постоянных затрат однозначно можно отнести на тот или иной вид энергии.

Следует заметить, что не существует единственного, однозначно правильного метода решения этой задачи. Выбор приемлемого метода зависит во многом от конъюнктуры рынков электрической и тепловой энергии и от других факторов.

Себестоимость электрической энергии на гидроэлектростанциях.

На гидроэлектростанции отсутствуют затраты топлива. Основными экономическими элементами затрат являются амортизационные отчисления, затраты на ремонтные работы и заработная плата. Все затраты на ГЭС можно отнести к условно-постоянным:

$$c_{\text{ЭЭ}} = \frac{C_{\text{АМ}} + C_{\text{ЗП}} + C_{\text{РЕМ}} + C_{\text{ПР}}}{\text{Э}_{\text{ОТП}}^{\text{ГЭС}}},$$

где: $C_{\text{АМ}}$, $C_{\text{ЗП}}$, $C_{\text{РЕМ}}$, $C_{\text{ПР}}$ – соответственно отчисления на амортизацию, заработная плата, затраты на ремонтные работы и прочие расходы; $\text{Э}_{\text{ОТП}}^{\text{ГЭС}}$ – отпуск электроэнергии от ГЭС. Из-за отсутствия топливных затрат себестоимость на ГЭС оказывается на порядок меньше, чем на тепловых электростанциях. Величина себестоимости 1 кВт·ч зависит от объема выработанной электроэнергии, который определяется природными факторами, в частности, естественной приточностью воды, которая изменяется как в течение года, так и по годам. Следует различать ГЭС без регулируемого водохранилища и с регулируемым водохранилищем. В первом случае мощность, развиваемая ГЭС в каждый момент времени зависит от величины естественного стока воды. Во втором случае возможно регулирование мощности ГЭС в течение цикла регулирования, который может быть равным суткам, недели и году.

Себестоимость электрической энергии на атомных электростанциях.

Отличие атомной электростанции от ГЭС, работающих на органическом топливе, состоит в использовании вместо последнего ядерного

топлива. Структура затрат та же, что и для ТЭС. Применение термина топливо применительно к АЭС условно, так как ядерное топливо не сжигается, а происходит цепная реакция деления ядер.

Удельный расход ядерного топлива на производство электроэнергии может быть определен как:

$$b_{ЯТ} = \frac{3600}{Q_{ЯТ} \times \eta_{АЭС}},$$

где: 3600 – тепловой эквивалент 1 кВт·ч (кДж/кВт·ч); $Q_{ЯТ}$ – теплота сгорания ядерного топлива ($8 \cdot 10^{10}$ кДж/кг); $\eta_{АЭС}$ – КПД атомной электростанции.

Подставляя в формулу указанные данные, получаем:

$$b_{ЯТ} = \frac{0,045}{\eta_{АЭС}} \text{ г/МВт·ч.}$$

Данные об удельном расходе топлива и цене на него могут быть основой для расчета топливной составляющей 1 кВт·ч. На сегодняшний день цена ядерного топлива на мировом рынке его составляет примерно 40 долл/т у.т. В перспективе она будет повышаться. Так как 1 г. ^{235}U эквивалентен 2,73 т у.т., то при $\eta_{АЭС} = 0,33$ получаем:

$$C_{ЭЭ}^{ЯТ} = 40 \text{ долл/т у.т.} \cdot 0,045 / 0,33 \text{ г/МВт·ч} = 20 \cdot 0,045 \cdot 2,73 \cdot 10^{-3} = 0,49 \text{ цент/кВт·ч.}$$

Эта величина несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях, из-за более низкой стоимости ядерного топлива. Остальные слагаемые себестоимости рассчитываются так же, как и для тепловой электростанции. В отличие от ТЭС на АЭС удельный вес топливных затрат в себестоимости значительно меньше.

При работе АЭС без повторного использования остаточного урана и накопленного плутония (разомкнутый цикл) годовые затраты на топливо увеличиваются на стоимость переработки отходов. При переработке облученного топлива с целью извлечения остаточного урана топливная

составляющая может быть снижена на стоимость продажи облученного топлива.

При определении себестоимости электроэнергии на АЭС следует принимать во внимание тип используемого реактора – на тепловых или на быстрых нейтронах. От этого зависит глубина выгорания топлива, продолжительность времени его использования, выход вторичных продуктов, для которых должна быть разработана методика обоснования их стоимостной оценки. Для АЭС с реакторами на быстрых нейтронах необходимо учитывать их многоцелевой характер, так как кроме выработки электроэнергии осуществляется воспроизводство ядерного топлива в размерах, превышающих собственные потребности станции. Это требует объективной денежной оценки.

Себестоимость передачи и распределения электрической и тепловой энергии

Издержки энергосистемы не ограничиваются затратами в сфере производства энергии, они включают также затраты на передачу и распределение ее. Основными компонентами себестоимости в электрических и тепловых сетях являются амортизационные отчисления, заработная плата с отчислениями от нее, затраты на ремонтные работы и прочие расходы. В процессе передачи и распределения энергии происходят потери энергии в сетях. Величина потерь может находиться в интервале от примерно 8 до 12 % от величины передаваемой энергии, и она зависит от параметров сети, от охватываемой территории и других факторов. Стоимость потерь энергии не включается в состав себестоимости передачи и распределения энергии. Потери учитываются косвенно, путем отнесения всей суммы эксплуатационных расходов по сетям к полезно отпущенной энергии, которая определяется как разница между электроэнергией, отпущенной в сеть энергосистемы, и потерями электроэнергии в сети. Сами же затраты на покрытие потерь учитываются в станционных затратах.

Для электрических сетей расчет себестоимости транспортировки может

дифференцироваться по сетям различного напряжения, в частности по сетям высокого, среднего и низкого напряжения. Себестоимость передачи и распределения может рассчитываться для каждого потребителя и для каждого из них она имеет индивидуальное значение. Однако на практике такие значения себестоимости не рассчитываются, так как для этого потребовалось бы огромное количество расчетов. Себестоимость передачи и распределения рассчитывается для какого либо региона, охватываемого энергосистемой и как средняя величина полезного отпуска электроэнергии. Для наиболее удаленных потребителей себестоимость передачи и распределения электроэнергии к ним всегда выше, чем для потребителей, находящихся вблизи источников генерации энергии. Себестоимость передачи и распределения электроэнергии на порядок меньше, чем себестоимость производства электроэнергии [2].

Аналогичная ситуация с себестоимостью для тепловых сетей. Для тепловых сетей характерны особенно большие потери при передаче и распределении тепловой энергии для удаленных потребителей. Нередко они могут достигать 40 % от передаваемой энергии. Поэтому передача тепловой энергии на большие расстояния экономически невыгодна. При этом повышается себестоимость полезно отпущенной тепловой энергии. Поэтому наряду с централизованной системой теплоснабжения применяются также децентрализованные.

Себестоимость электрической энергии в энергосистеме.

Оценку себестоимости энергии, доведенной до потребителей, можно дать, учитывая затраты в масштабе всей энергосистемы. Это дает возможность исчислять полную себестоимость энергии по всему технологическому циклу от ее производства до ее реализации. В состав себестоимости электроэнергии входят затраты на:

- производство электроэнергии на собственных электростанциях $C_{СТ}$;
- передачу и распределение $C_{ЭЛ.С}$;

- оплату покупной электроэнергии $C_{ПОК}$;
- общесистемные расходы $C_{ОБЩ}$.

Таким образом, полная себестоимость единицы электроэнергии в энергосистеме может быть рассчитана как:

$$C_{ЭЭ} = \frac{C_{СТ} + C_{ЭЛ.С} + C_{ПОК} + C_{ОБЩ}}{\mathcal{E}_{ОТП}^{ПОЛ}}.$$

На уровень себестоимости электроэнергии в ЭЭС оказывает влияние ряд факторов. Одним из них является природный фактор. Влияние природного фактора проявляется особенно значительно при наличии в системе ГЭС, так как объем выработки электроэнергии на ГЭС зависит от величины притока воды, который колеблется в течение как одного года, так и нескольких лет. Изменение выработки электроэнергии на ГЭС приводит к изменению выработки ее на ТЭС системы, что в итоге обуславливает изменение себестоимости энергии в ЭЭС.

Уровень себестоимости электроэнергии зависит от режима электропотребления. Чем более плотный суточный график электрической нагрузки, тем ниже себестоимость производства энергии. Уровень себестоимости зависит также от протяженности электрической сети и плотности электрических нагрузок ($\text{кВт}/\text{км}^2$). Для энергосистем с высокой плотностью нагрузки и небольшой протяженностью сети, уровень себестоимости ниже, чем для менее концентрированных энергосистем.

Существенное влияние на себестоимость оказывает структура генерирующих мощностей. Чем больше в энергосистеме кроме ГЭС, также и ТЭЦ, загружаемых по теплофикационному циклу, тем ниже себестоимость.

Топливные затраты составляют более 50% от всей себестоимости для энергосистем, состоящих только из тепловых электростанций или для энергосистем, у которых значителен удельный вес ГЭС. Топливные затраты зависят не только от удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, но и от цены топлива. В условиях происходящего роста цен

на импортируемые природный газ и нефть удельный вес затрат на топливо повышается и это приводит к повышению себестоимости. В энергосистемах, где значителен удельный вес ГЭС и где значителен удельный вес выработки электроэнергии на собственном топливе, влияние указанного внешнего фактора скажется в меньшей степени.

В вертикально дезинтегрированных энергосистемах себестоимость полезно отпущенной электроэнергии может быть определена как сумма себестоимостей по отдельным фазам производства: генерация, передача и распределение. В генерации учитываются затраты всех электростанций, в передаче – затраты в основной электрической сети и в распределении – затраты в распределительной электрической сети.

Энергосистемы отпускают свою продукцию – электрическую и тепловую энергию – по тарифам, которые представляют собой разновидность цен, и поэтому тарифы должны строиться в соответствии с теми же принципами, что и цены. Главное требование к ценам – это возмещение затрат на производство продукции и образование прибыли, необходимой, прежде всего, для обеспечения технического совершенствования и развития производства. В рыночной сфере экономики цена, как известно, формируется на основе взаимодействия спроса и предложения, однако и при этом должно учитываться вышеуказанное требование. Тарифы на энергию представляют собой оптовые цены промышленности, так как в них учитываются не только затраты на производство, передачу, распределение и сбыт энергии, но и налоговые отчисления. Тарифы на энергию представляют собой цены франко-станция назначения, так как они установлены на продукцию, доведенную до потребителей, и включают в себя затраты на транспортировку и сбыт.

При рассмотрении вопросов ценообразования для конечных потребителей электроэнергии, то есть розничных цен, необходимо учитывать, что эти цены, независимо организационной структуры энергосистемы, регулируются (утверждаются) органом государственного

управления. В основном применяется 2 вида тарифов на электроэнергию: одноставочный и двухставочный. При одноставочном тарифе потребители оплачивают по цене за 1 кВт·ч пропорционально количеству потребленной энергии.

Для подавляющего большинства промышленных и приравненных к ним потребителей применяется двухставочный тариф. Он состоит из основной ставки за 1 кВт мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и дополнительной ставки за 1 кВт·ч потребленной энергии [3].

Использование двухставочного тарифа обусловлено необходимостью стимулирования потребителей к снижению их электрической нагрузки, принимающей участие в формировании максимальной нагрузки энергосистемы [3]. Следует отметить, что эффект от регулирования графика нагрузки достигается лишь в том случае, если перемещение части промышленной нагрузки происходит из зоны максимума в зону минимума и такое перемещение является не временным, а устойчивым на протяжении ряда лет. [3]

В основу определения размеров основной и дополнительной ставок положен принцип разделения всех эксплуатационных затрат энергосистемы на условно-постоянную и условно-переменную части. За счет основной платы компенсируются постоянные, а за счет дополнительной платы – переменные расходы энергосистемы. Кроме того, в тарифе предусматривается также и прибыль энергосистемы. Вопрос о том, на какую часть оплаты, основную или дополнительную, относить прибыль или в какой пропорции между ними ее распределять, является дискуссионным. Чаще всего прибыль включается как в основную, так и в дополнительную ставки. Включение прибыли в основную ставку мотивируется тем, чтобы обеспечить гарантированное формирование прибыли в энергосистеме, независимо от объема потребленной энергии. Учет всей прибыли в тарифной ставке за мощность способствует ее стабилизации.

Противники отнесения всей прибыли к основной ставке мотивируют это тем, что при этом снижается заинтересованность электростанций и энергосистем в увеличении загрузки и тем самым выработки электроэнергии. Предлагается, в частности, прибыль распределять между ставками пропорционально долям этих составляющих в их сумме. Если энергосистема покупает энергию в других системах, то в дополнительную ставку включается, помимо топливной составляющей также и составляющая покупной энергии в себестоимости полезного отпуска 1 кВт·ч. Предлагается расширение сферы применения двухставочного тарифа путем перехода от одноставочного к двухставочному.

Наряду с одноставочными и двухставочными тарифами в последнее время все чаще применяются трехставочные (позонные) тарифы. Такие тарифы не использовались ранее прежде всего из-за отсутствия технических средств, позволяющих замерять энергию в различные часы суток. Для дифференциации ставок выбирают базовую, полупиковую и пиковую временные зоны суточного графика нагрузки [3].

Данные тарифы в большей мере, чем двухставочные, стимулируют потребителей к перемещению электропотребления из пиковой зоны на ночное время суток. Стимулирующая роль двухставочного тарифа ограничивается снижением электрической нагрузки потребителей, участвующей в формировании максимума нагрузки энергосистемы [3]. Снижая свою нагрузку в период максимума, он перемещает при этом электропотребление в любую временную зону суточного графика, за исключением пиковой зоны. Если объем потребляемой электроэнергии остается неизменным, то не изменяется плата за потребленную электроэнергию. Изменяется только плата за мощность, участвующую в максимуме. Именно только в этом состоит экономическая заинтересованность потребителей электроэнергии в применении двухставочного тарифа. При дифференцированных по зонам суток тарифах на электроэнергию потребитель заинтересован как в снижении

электрической нагрузки и соответственно электроэнергии в период максимума энергосистемы, но и в перемещении сниженного электропотребления в период пика на ночное время суток, так как в это время тариф на электроэнергию в несколько раз ниже тарифа в пиковое время. Благодаря этому в большей мере выравнивается режим электропотребления и, что особенно важно, облегчается для энергосистемы прохождение ночного минимума нагрузки.

Таким образом, экономическая заинтересованность потребителей в использовании позонных тарифов обеспечивается за счет снижения затрат на покупаемую электроэнергию вследствие перемещения электропотребления из пиковой зоны в базовую:

$$\Delta C_n = (T_n - T_o) \times \Delta \mathcal{E},$$

где: T_n, T_o – ставки за 1 кВт·ч соответственно в пиковой и базовой временных зонах суточного графика электрической нагрузки; \mathcal{E} – величина электроэнергии, перемещаемой из пиковой зоны в базовую.

Если выравнивание режима электропотребления происходит за счет осуществления каких-либо мероприятий, требующих капитальных вложений, то эффективность их использования оценивается с помощью показателя эффективности $E = \Delta C_n / K$. Если финансирование будет осуществляться за счет собственных средств предприятия, то оно будет выгодно, если приведет к повышению уровня рентабельности ($E > K_{рен}$). Если же источником финансирования являются заемные средства в виде кредита банка, то мероприятие выгодно, когда за счет годовой экономии обеспечивается возврат этих средств вместе с процентами за установленный срок кредитования. Выравнивание режима всегда будет выгодно для потребителя, если оно не требует каких-либо капиталоемких мероприятий на его осуществление.

Но снижение платы за потребляемую электроэнергию приводит к сокращению денежных поступлений в энергосистему, и в результате

ухудшаются экономические показатели ее работы. Однако, выравнивание режима сопровождается снижением расхода топлива на электростанциях, их необходимой суммарной установленной мощности и количества остановов и пусков основного оборудования в период ночного провала нагрузки.

Экономия топлива обуславливается тем, что в период пика к покрытию нагрузки подключаются наименее экономичные агрегаты энергосистемы (конденсационные агрегаты на докритических параметрах пара, конденсационные мощности ТЭЦ). В базовой же зоне работают более экономичные агрегаты (оборудование на закритических параметрах пара, агрегаты ТЭЦ).

Экономия, обуславливаемая облегчением прохождения агрегатами электростанций ночного минимума электрической нагрузки, выражается снижением затрат топлива на пуски и остановки оборудования и повышением надежности его работы. Количественная оценка этой экономии затруднительна, может быть дана лишь экспертная оценка ее на основе анализа статистики пуска и остановов по станциям конкретной энергосистемы.

Для перехода на позонную форму оплаты следует предварительно разбить суточное время на три временные зоны и для каждой временной зоны определить удельный вес величины электропотребления в общем суточном потреблении энергии.

В последнее время предлагается к применению, так называемый, двухставочно-дифференцированный тариф, при котором сохраняется плата за мощность, как в двухставочном тарифе, и вводится позонная дифференцированная оплата за электроэнергию по зонам суток. В этом случае должна быть дифференцирована по зонам суток дополнительная ставка двухставочного тарифа. Экономический смысл применения такого тарифа состоит в том, что при этом вводятся два стимула для потребителей. Первый стимулирует потребителей к снижению нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, за счет основной ставки. Второй стимулирует

потребителей к перемещению электропотребления из пиковой временной зоны в ночную зону. Таким образом, в данном тарифе присутствуют функции как двухставочного тарифа, так и тарифа, дифференцированного по зонам суток. В отличие от тарифов на электрическую энергию на тепловую энергию применяются, в основном, одноставочные тарифы, хотя могут применяться многоставочные тарифы.

Можно выделить три вида дифференциации тарифов на тепловую энергию. Первая дифференциация осуществляется по категориям потребителей. Также как и потребители электрической энергии, потребители тепловой энергии разбиты на группы (промышленность, коммунальное хозяйство, население, бюджетные организации и др.). Вторая дифференциация относится к параметрам отпускаемого тепла. Тепло может отпускаться в паре различных параметров и в горячей воде. Чем более высоки параметры пара отпускаемого тепла, тем выше затраты на отпуск единицы тепловой энергии (Гкал). Поэтому с повышением параметров тепла тариф должен увеличиваться. Самые низкие параметры имеет горячая вода, направляемая на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию. Тариф на это тепло должен быть самым низким. Однако из-за того, что горячая вода передается на большие расстояния от ТЭЦ или районной котельной до потребителей (порядка нескольких километров), возникают значительные затраты на транспортировку тепловой энергии. Учет транспортных затрат, а также затрат на покрытие потерь тепла при ее транспортировке, приводит к существенному повышению тарифов, в результате чего тариф на горячую воду может оказаться выше, чем для пара, который отпускается чаще всего потребителю, находящемуся недалеко от источника теплоснабжения. Третья дифференциация касается территориальной. Если источником электроснабжения является единая электроэнергетическая система страны, то потребители тепловой энергии получают ее от рядом находящихся источников, так как тепловая энергия не может передаваться на большие расстояния. Территориальная дифференциация обусловлена различием

затрат на производство тепловой энергии от различных источников и возможным различным подходом к принципам ценообразования в разных районах страны. Величина тарифов на тепло во многом зависит от принятого способа разделения затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией.

Важное значение имеет дифференциация тарифов по сезонам года. Теплопотребление неравномерно в течение года: оно максимально в зимний период, когда осуществляется отпуск тепла на отопление, удельный вес которого в общем теплопотреблении составляет примерно 60%, и минимально в летний, неотапительный период. Между тем энергосистема несет затраты на эксплуатацию систем теплоснабжения на протяжении всего года. Мало того, основные объемы ремонтных работ проводятся в летнее время, когда тепловая нагрузка резко снижается. В то же время поступление денег от потребителей в энергосистему в летнее время снижается из-за снижения потребления тепловой энергии и энергосистема оказывается убыточной по тепловой энергии.

Для выравнивания выплаты в течение года предлагается применение двухставочного тарифа на тепловую энергию, в котором основная ставка предусматривала бы компенсацию условно-постоянных затрат на отпуск тепла, а дополнительная ставка – компенсацию затрат топлива. Развитие многоставочных тарифов позволило бы отдельно стимулировать использование инновационных экологически чистых источников возобновляемой энергии на локальном уровне, в т.ч. с помощью стандартизации лучших практик в данной области [4-7] и поощрения энергосберегающих технологий на уровне общин (в т.ч. многоквартирных домов) с помощью социально-сетевых методов [8-10].

Список использованных источников и литературы:

1. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Экономика электроэнергетических систем. – Минск: Высшая школа. – 1985.
2. Гулбрандсен Т.Х. Энергоэффективность и энергетический

менеджмент: учебно-методическое пособие / Т.Х. Гулбрандсен, Л.П. Падалко, В.Л. Червинский. – Минск: БГАТУ. – 2010. – 240 с.

3. Кирилюк А.С. Частно-государственное партнерство как институт модернизации экономики: дис. Канд. Экон. Наук. 08.00.01 / Саратовский ГСЭУ. – Саратов 2012, 193 с.

4. Докукин А.В. Обзор иностранных концепций использования стандартизации в интересах инновационного развития // Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования. 2012. № 4 (8).

5. Докукин А.В. Адаптация зарубежного опыта стимулирования инновационного развития с помощью стандартизации // Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования. 2011. Т. 2. № 2 (2).

6. Докукин А.В., Коновалов В.А. Роль системы технического регулирования в инновационном развитии экономики // Стандарты и качество. 2009. № 2.

7. Докукин А.В. Стандартизация как инструмент защиты отечественных инноваторов // Век качества. 2009. № 3.

8. Ломакин М.И., Докукин А.В., Соседов Г.А. Модель измерения влияния в социальных сетях // Компетентность. 2014. № 7 (118).

9. Ломакин М.И., Шинелин Н.В., Докукин А.В., Соседов Г.А. Разработка модели оценки влияния в социальных сетях // Экономика и предпринимательство. 2014. № 8.

10. Дрогобыцкая К.С., Докукин А.В., Ершов А.С. Современные социально-информационные факторы совершенствования цепей создания ценности // Транспортное дело России. 2013. № 4.

© Чистов И.В. 2014
© Быстрицкий В.С. 2014