

## Ключевые показатели эффективности (KPI) - ориентиры инновационной системы учета затрат при формировании выручки от реализации электрической энергии

© 2010 В.А. Косоротов

Московский энергетический институт (Технический университет)

E-mail: KosorotovVA@yandex.ru

Инновационная система учета затрат на основе ключевых показателей эффективности (KPI), разработанная автором, позволяет снизить стоимость затрат при передаче электрической энергии и убытков, связанных с реализацией электрической энергии потребителям, - коммерческих потерь электроэнергии, а также тарифы (цены) для конечных потребителей.

*Ключевые слова:* коммерческие потери электроэнергии, учетная политика, ключевые показатели эффективности, инновационная система учета затрат, норматив технологического расхода электрической энергии.

### Издержки на энергопредприятиях

Общие затраты энергокомпаний рассчитываются как в целом по организации, так и по каждому виду продукции, работ и услуг исходя из плановых смет затрат на каждый вид продукции, работ и услуг. Эти затраты представляют собой стоимостную оценку используемых в процессе производства и реализации продукции природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных фондов, трудовых ресурсов и др.

Полные издержки энергии (с учетом всех затрат от производства до ее реализации потребителям) складываются из издержек на ее производство на электростанциях, услуг по передаче по сетям всех классов напряжения (включая преобразование на напряжение, необходимое потребителю), компенсации технологического расхода энергии при доставке ее потребителям (сетевые потери), оплаты услуг организаций, обеспечивающих функционирование Единой энергетической системы, а также сбытовых затрат<sup>1</sup>.

На различных стадиях технологических процессов энергоснабжения формируются издержки:

- на электрическую энергию, отпущенную с шин электростанции;
- на передачу электрической энергии в электрических сетях;
- на электрическую энергию, отпущенную потребителям энергосбытовой организацией.

Для выявления финансовых результатов деятельности по каждому виду продукции (услуг) энергетические компании ведут раздельный учет затрат.

Структура затрат энергетических компаний определяется технологией и спецификой деятель-

ности предприятий электроэнергетики. С точки зрения учета, анализа и планирования затрат и экономики каждой энергокомпании, принципиальное значение имеют следующие особенности электроэнергетики:

- совпадение во времени фазы производства электрической энергии с фазой ее потребления при определяющем влиянии объема и режима потребления электроэнергии;
- отсутствие незавершенного производства и остатков готовой продукции;
- единство технологического процесса производства, преобразования и потребления электроэнергии;
- неравномерность объемов производства электрической энергии в связи с сезонными колебаниями потребления электроэнергии внутри года (кварталы, месяцы), внутри месяца (будни, выходные), внутри суток (часы);
- в рамках Единой энергетической системы прохождение электроэнергии, произведенной на электростанциях, стадий единого технологического процесса, связанных с синхронизацией, трансформацией, передачей по электрическим сетям, преобразованием на напряжение, необходимое потребителю. В ходе данных процессов она обезличивается, поэтому для конечных потребителей не может быть разделена по источникам поставки;
- наличие условно-постоянных расходов по обеспечению готовности энергетического оборудования сетей к несению электрической нагрузки (в том числе расходов на содержание резервов энергетических мощностей, резервного оборудования), которые осуществляются вне зависимости от объемов производства электроэнергии.

### Ценообразование на розничном рынке

Основной особенностью текущей системы ценообразования на розничном рынке в ценовых зонах является синхронизация с процессом либерализации цен на оптовом рынке<sup>2</sup>.

В России, как и в большинстве других стран, различаются два уровня рынка электроэнергии - оптовый рынок и розничные рынки.

Оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ) можно определить как сферу обращения особых товаров - электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка.

Розничные рынки электроэнергии можно определить как сферу обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием небольших производителей, территориальных (распределительных) сетевых компаний, энергосбытовых компаний и, конечно же, потребителей электрической энергии. Розничные рынки носят локальный характер, и существенную роль в их функционировании играют местные регулирующие органы.

Специфика модели рынка в России такова, что от 90 до 95 % электроэнергии, произведенной на территориях, где действует оптовый рынок, реализуется сначала на оптовом рынке и потом перепродается конечным потребителям на розничных рынках<sup>3</sup>.

В соответствии с Правилами розничных рынков в переходный период реформирования электроэнергетики часть объемов поставляется на розничном рынке по регулируемой цене, а часть - по нерегулируемой цене в рамках предельного уровня нерегулируемых цен.

Указанный принцип применим к гарантирующим поставщикам, энергосбытовым организациям, энергоснабжающим организациям, исполнителям коммунальных услуг, приобретающим электрическую энергию на розничном рынке для поставки электроэнергии потребителям, в числе которых есть население.

В общем виде регулируемые тарифы на электрическую энергию, поставляемую потребителям розничного рынка, формируются как сумма следующих слагаемых<sup>4</sup>:

- средневзвешенная стоимость единицы электрической энергии, производимой и приобретаемой гарантирующим поставщиком на оптовом и розничном рынках по регулируемым ценам. Затраты гарантирующих поставщиков на приобретение электрической энергии включают рас-

ходы, связанные с оплатой мощности на оптовом рынке;

- сумма тарифов на услуги инфраструктурных организаций, размер платы за которые в соответствии с законодательством Российской Федерации подлежит государственному регулированию, за исключением услуг по передаче электрической энергии;

- сбытовая надбавка гарантирующего поставщика;

- стоимость услуг по передаче единицы электрической энергии.

- Нерегулируемая цена на розничном рынке определяется непосредственно гарантирующим поставщиком (энергоснабжающей организацией или энергосбытовой компанией) по жестко заданным правилам. Так, предельная нерегулируемая цена на розничном рынке складывается из суммы следующих составляющих:

- средневзвешенной нерегулируемой цены покупки электроэнергии (мощности) на оптовом рынке, которая определяется коммерческим оператором оптового рынка (ОАО "АТС");

- удельной стоимости регулируемых услуг, оказания которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией (мощностью) потребителей розничного рынка, включая сбытовую надбавку гарантирующего поставщика, а также размер платы за услуги по передаче электрической энергии в случае поставки электрической энергии (мощности) по договору энергоснабжения. Указанная составляющая определяется остаточным образом после вычитания из регулируемого конечного тарифа для потребителей учтенной в нем средневзвешенной стоимости электроэнергии (мощности). Если рассчитанная таким образом величина окажется отрицательной, то для расчета нерегулируемой цены она будет приравнена к нулю.

Методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии утверждены Приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ) России от 24 ноября 2006 г. □ 302-э/5 (зарегистрировано в Минюсте РФ 8 декабря 2006 г. □ 8575).

Размер сбытовой надбавки гарантирующего поставщика (ГП) в соответствии с вышеназванными Методическими указаниями рассчитывается исходя из необходимости компенсации ГП расходов, связанных с регулируемой деятельностью - поставкой электрической энергии потребителям и обеспечения экономически обоснованной прибылью.

В случае если ГП, кроме регулируемой деятельности, осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные

доходы от этой деятельности не учитываются при расчете размера сбытовой надбавки.

В необходимую валовую выручку ГП включаются расчетные на период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль (расходы, относимые на регулируемую деятельность и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

Согласно ст. 10 Методических указаний, определение состава расходов и оценка их экономической обоснованности производятся также в соответствии с гл. 25 Налогового кодекса Российской Федерации.

#### **Учетная и налоговая политика гарантирующего поставщика**

Цели создания любых систем коммерческого и технического учета, выполняемые данными системами функции, их техническое, организационное и правовое воплощение должны быть адекватны соответствующей учетной политике. На сегодняшний день эта политика в явной или неявной форме провозглашается и реализуется во всех секторах и ценовых зонах оптового рынка, на розничном рынке, всеми участниками обращения электрической энергии и сетевыми компаниями (метод начисления). В соответствии со ст. 271 Налогового кодекса РФ для доходов от реализации товара (электроэнергии) энергосбытовой компанией датой получения дохода признается дата реализации электроэнергии, т.е. передача на возмездной основе права собственности на электроэнергию. Право собственности переходит на границе балансовой принадлежности между сетевой компанией и потребителями, где установлены приборы учета электроэнергии.

В соответствии с ПБУ 18/02 “Учет расчетов по налогу на прибыль” в российском бухгалтерском учете формируется информация о расчетах по налогу на прибыль, а также определяется взаимосвязь показателя, отражающего прибыль (убыток), исчисленного в порядке, установленном нормативно-правовыми актами по бухгалтерскому учету и налоговой базе по налогу на прибыль, рассчитанной в соответствии с законодательством о налогах и сборах.

Бухгалтерский учет доходов и расходов осуществляется в соответствии с Положениями по бухгалтерскому учету “Доходы организации” ПБУ 9/99 и “Расходы организации” ПБУ 10/99, утвержденными, соответственно, Приказами Минфина РФ от 6 мая 1999 г. № 32н и № 33н.

Доходы и расходы признаются в бухгалтерском учете исходя из допущения временной оп-

ределенности фактов хозяйственной деятельности, что предполагает отражение в бухгалтерском учете фактов хозяйственной деятельности в том отчетном периоде, в котором они имели место, независимо от фактического времени поступления или выплаты денежных средств, связанных с этими фактами.

Особое внимание хотелось бы уделить коммерческим (финансовым) потерям электроэнергии.

В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, определяемые расчетным путем, должны быть равны нулю. В реальных условиях отпуск электроэнергии в сеть, полезный отпуск и технические потери определяются с погрешностями, являющимися следствием различных факторов. Разности этих погрешностей фактически и являются структурными составляющими коммерческих потерь. Кроме указанных составляющих коммерческих потерь, обусловленных состоянием метрологической системы измерительного комплекса и погрешностью расчета технических потерь электроэнергии, существуют еще составляющие коммерческих потерь, связанные с причинами экономического и организационного характера функционирования энергосбытовой деятельности (потери электроэнергии при выставлении счетов за ее оплату, потери от хищений электроэнергии, мошенничество с приборами учета, несоответствие дат снятия показаний счетчиков с расчетным периодом, потери от расчета за электроэнергию абонентами на основании договоров безучетного потребления электроэнергии, потери от наличия в сети бесхозных потребителей, потери от недоплаты за электроэнергию населением и другими потребителями - отложенные платежи и др.)<sup>5</sup>.

#### **Построение модели системы учета затрат при передаче электрической энергии по электрическим сетям**

Основная цель построения и исследования динамической математической модели инновационной платформы заключается в изучении процессов взаимодействия участников розничного рынка электроэнергии по типовому и предложенному организационно-финансовому механизму, оценке экономической эффективности и определению условий ее максимизации.

В качестве показателей эффективности будем рассматривать ключевые показатели эффективности (KPI) “Коэффициент срочной ликвидности (QR)”, “Рентабельность собственного капитала (ROE)”, “Коэффициент износа основных средств” и “Коэффициент рентабельности инноваций (ROI)” на планируемом интервале.

Инновационная система учета затрат при формировании выручки от реализации электрической энергии гарантирующего поставщика I уровня выглядит следующим образом:

1. Стоимость фактического нормативного технологического расхода электрической энергии в электрических сетях за период  $t$ :

$$S^{HP} = (S^H \cdot H) / P^{mco}; \quad (1)$$

$$S^{бонус} = \frac{(H - P^{mco}) \cdot S^H}{P^{mco}}, \text{ если } P^{mco} < H, \quad (2)$$

где  $S^{HP}$  - стоимость фактического нормативного технологического расхода электрической энергии в электрических сетях ТСО;

$S^H$  - стоимость фактического технологического расхода электрической энергии в электрических сетях ТСО;

$H$  - норматив технологического расхода электрической энергии в электрических сетях ТСО, установленный Регулятором (КРП);

$S^{бонус}$  - бонус, который должен выплатить гарантирующий поставщик I уровня (участник торговой площадки оптового рынка электроэнергии) территориальной сетевой компании за снижение относительного технологического расхода электроэнергии ниже уровня норматива, утвержденного Регулятором.

$\Delta W_{кп1} = (K_{кп1} \cdot \Delta W_{кп1} + \Delta W_{кп2} + \Delta W_{кп3} + \Delta W_{кп4} + \Delta W_{кп5})$  - дополнительный технологический расход электрической энергии в электрических сетях сетевой компании, согласно подп. 3 п. 7 ст. 254 Налогового кодекса РФ, относится к материальным расходам гарантирующего поставщика - собственника электрической энергии на розничном рынке.

2. Стоимость расходов, направленных на уменьшение структурных составляющих коммерческих потерь электрической энергии, согласно учетной политике за период  $t$ :

$$\Delta W_{кп} = V^{сум} - V^{по} - (\Delta \mathcal{E}^M + \Delta \mathcal{E}^{техн} + \Delta \mathcal{E}^{nn} + \Delta \mathcal{E}^{xn}), \quad (3)$$

где  $\Delta W_{кп}$  - общий объем коммерческих потерь электроэнергии на розничном рынке электроэнергии (РРЭ);

- суммарный объем электрической энергии, приобретенный гарантирующим поставщиком I уровня на оптовом рынке электроэнергии и у генерации РРЭ;

$V^{по}$  - полезный отпуск электроэнергии потребителям гарантирующего поставщика I уровня РРЭ. В практике делового оборота понятие "полезный отпуск" используется из определений ненормативного характера;

$\Delta \mathcal{E}^{xn}$  - объем расхода электрической энергии на хозяйственные нужды ТСО;

$\Delta \mathcal{E}^M$  - объем нормированного потребления электрической энергии средствами измерений количества электрической энергии ТСО;

$\Delta \mathcal{E}^{техн}$  - объем нормированных технических потерь электрической энергии в электрических сетях ТСО;

$\Delta \mathcal{E}^{nn}$  - объем нормированного расхода электрической энергии на производственные нужды ТСО.

Детальную структуру коммерческих потерь электроэнергии можно определить только с помощью экспертной оценки<sup>6</sup>.

$$\Delta W_{кп} = \Delta W_{кп1} + \Delta W_{кп2} + \Delta W_{кп3} + \Delta W_{кп4} + \Delta W_{кп5}; \quad (4)$$

$$, \quad (5)$$

где  $\Delta W_{кп1}$  - объем коммерческих потерь электроэнергии, приходящийся на допустимую погрешность приборов системы учета (ПСУ) электроэнергии;

- объем коммерческих потерь электроэнергии, приходящихся на сверхнормативную погрешность ПСУ электроэнергии;

- объем коммерческих потерь электроэнергии, связанный с недоплатой населением и другими потребителями;

- объем коммерческих потерь электроэнергии, связанный с недоплатой при безучетном потреблении электроэнергии;

- объем коммерческих потерь электроэнергии, приходящихся на хищения электроэнергии и другие недостатки энергосбытовой деятельности (несанкционированный доступ к сети, мощничество с приборами учета и др.).

2.1. Допустимая погрешность ПСУ электроэнергии:

$$; \quad (6)$$

$$\Delta V_1^{no} = [ROI \cdot (Z_{инв} + Z_{ст} + Z_{из} + Z_{ау} + Z_{ку} + Z_{бу})] / T_{сро}, \quad (7)$$

где  $\Delta V_1^{no}$  - дополнительный объем полезного отпуска, полученный за счет внедрения инноваций в систему коммерческого учета электроэнергии;

$ROI$  (return on innovation investment) - коэффициент рентабельности инноваций. Определяется советом директоров гарантирующего поставщика I уровня, может быть рассчитан как для успешно выполненных проектов, так и для проектов, подготовленных к реализации, при условии сделанных прогнозных расчетов по росту выручки или сокращению издержек (КРП);

$T_{сро}$  - среднеотпускной тариф (цена) на электроэнергию гарантирующего поставщика I уровня;

$Z_{\text{наукр}}$  - расходы на научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы;

$Z_{\text{см}}$  - расходы некапитального характера, связанные с совершенствованием технологии, организации производства и управления;

$Z_{\text{пз}}$  - расходы на приобретение работ и услуг производственного характера, выполняемые сторонними организациями, а также на выполнение работ (оказание услуг) структурными подразделениями гарантирующего поставщика I уровня;

$Z_{\text{юуц}}$  - расходы на юридические и информационные услуги;

$Z_{\text{кы}}$  - расходы на консультационные и иные аналогичные услуги;

$Z_{\text{бу}}$  - расходы на услуги по ведению бухгалтерского учета, оказываемые сторонними организациями.

2.2. Сверхнормативная погрешность ПСУ электроэнергии:

$$\lim_{\Delta W_{\text{кн2}} \rightarrow 0} (V^{\text{но}} + \Delta W_{\text{кн2}}) = V^{\text{но}} + \Delta V_2^{\text{но}}; \quad (8)$$

$$\Delta V_2^{\text{но}} = S^{\text{нсу}} / T_{\text{ср0}}; \quad (9)$$

$$S^{\text{нсу}} = \sum_{i=1}^z S_i^{\text{нсу}}; \quad (10)$$

$$S_i^{\text{нсу}} = \begin{cases} \text{если } \frac{T_{\phi i}}{T_{\text{ни}} + T_{\text{еи}}} \leq K_u, \text{ то } 0 \\ \text{если } K_u < \frac{T_{\phi i}}{T_{\text{ни}} + T_{\text{еи}}}, \text{ то } C_i, \end{cases} \quad (11)$$

где  $\Delta V_2^{\text{но}}$  - дополнительный объем полезного отпуска, полученный за счет снижения сверхнормативной погрешности ПСУ;

$S^{\text{нсу}}$  - стоимость новых ПСУ, отвечающих установленным техническим требованиям;

$T_{\phi i}$  - фактический срок службы  $i$ -го прибора системы учета;

$T_{\text{ни}}$  - нормативный срок службы  $i$ -го прибора системы учета;

$T_{\text{еи}}$  - возможный остаточный срок службы  $i$ -го прибора системы учета сверх фактически достигнутого;

$K_u$  - коэффициент физического износа приборов системы учета гарантирующего поставщика I уровня (КПИ);

$z$  - общее количество приборов системы учета гарантирующего поставщика I уровня;

- стоимость замены  $i$ -го прибора системы учета на новый прибор системы учета, отвечающий установленным техническим требованиям.

2.3. Недоплата населением и другими потребителями:

$$\lim_{\Delta W_{\text{кн3}} \rightarrow 0} (V^{\text{но}} + \Delta W_{\text{кн3}}) = V^{\text{но}} + \Delta V_3^{\text{но}}; \quad (12)$$

$$\Delta W_{\text{кн3}} = (B + F) / T_{\text{нас}}; \quad (13)$$

$$B = \sum_{k=1}^t \sum_{n=1}^m b_{\text{кн}}; \quad (14)$$

$$F = \sum_{k=1}^t \sum_{l=1}^g f_{\text{кл}}; \quad (15)$$

$$R_l = \begin{cases} \text{если } 0 < t < 45 \text{ дней, то } 0 \\ \text{если } 45 \leq t \leq 90 \text{ дней, то } 0,5 \cdot f_{45/90l}; \\ \text{если } t > 90 \text{ дней, то } f_{90l} \end{cases} \quad (16)$$

$$R_n = \begin{cases} \text{если } 0 < t < 45 \text{ дней, то } 0 \\ \text{если } 45 \leq t \leq 90 \text{ дней, то } 0,5 \cdot b_{45/90n}; \\ \text{если } t > 90 \text{ дней, то } b_{90n} \end{cases} \quad (17)$$

$$\sum_{l=1}^g R_l + \sum_{n=1}^m R_n \leq 0,1 \cdot B p^{\text{ен1}}; \quad (18)$$

$$3_{\text{б0}} = \left( \sum_{l=1}^g R_l + \sum_{n=1}^m R_n \right) \cdot \alpha; \quad (19)$$

$$\lim_{\Delta V_3^{\text{но}} \rightarrow 3_{\text{б0}}} (\Delta V_3^{\text{но}} - 3_{\text{б0}}) = 0; \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \Delta Z_{365}^{\text{ен1}} &= \left( \sum_{n=1}^m b_{365n} + \sum_{l=1}^g f_{365l} \right) - \\ &- \left( \sum_{l=1}^g R_l + \sum_{n=1}^m R_n \right) + \Delta \Delta Z_{365}; \end{aligned} \quad (21)$$

$$; \quad (22)$$

$$ROE = \text{ЧП}^{\text{ен1}} / \text{СК}^{\text{ен1}}; \quad (23)$$

$$\text{СК}^{\text{ен1}} = \sum_{l=1}^g R_l + \sum_{n=1}^m R_n + \Delta \text{СК}^{\text{ен1}}, \quad (24)$$

где  $\Delta V_2^{\text{но}}$  - дополнительный объем полезного отпуска, полученный за счет формирования резерва по сомнительным долгам для компенсации убытков от безнадежных долгов;

$B$  - дебиторская задолженность исполнителей коммунальных услуг;

$F$  - дебиторская задолженность физических лиц, в том числе жильцов домов;

$T_{нас}$  - одноставочный тариф для населения на электроэнергию у гарантирующего поставщика I уровня;

$b_{kn}$  - дебиторская задолженность исполнителя коммунальных услуг;

$f_{kl}$  - дебиторская задолженность физического лица;

$f_{45/90l}$  - сомнительная задолженность физического лица со сроком возникновения от 45 до 90 дней. Сомнительным долгом признается любая задолженность, возникшая в связи с реализацией товаров, в случае, если эта задолженность не погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена залогом, поручительством и банковской гарантией;

$f_{90l}$  - сомнительная задолженность физического лица со сроком возникновения свыше 90 дней;

$b_{45/90n}$  - сомнительная задолженность исполнителя коммунальных услуг со сроком возникновения от 45 до 90 дней;

$b_{90n}$  - сомнительная задолженность исполнителя коммунальных услуг со сроком возникновения свыше 90 дней;

$R_l$  - сумма резерва по сомнительным долгам физических лиц. Определяется по результатам проведенной инвентаризации дебиторской задолженности (с. 431 ф. 1);

$R_n$  - сумма резерва по сомнительным долгам исполнителей коммунальных услуг. Определяется по результатам проведенной инвентаризации дебиторской задолженности (с. 431 ф. 1);

$Bp^{en1}$  - доход (выручка) гарантирующего поставщика I уровня;

$\alpha$  - доля резерва по сомнительным долгам, использованная на покрытие убытков по безнадежным долгам. Безнадежными долгами (долгами, нереальными ко взысканию) признаются те долги, по которым истек установленный срок исковой давности, а также те долги, по которым в соответствии с гражданским законодательством обязательство прекращено вследствие невозможности его исполнения, на основании акта государственного органа или ликвидации организации;

- сумма безнадежных долгов исполнителей коммунальных услуг и физических лиц;

$DZ_{365}^{en1}$  - дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты) (с. 240 ф. 1);

$b_{365n}$  - дебиторская задолженность исполнителя коммунальных услуг (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)

за исключением дебиторской задолженности, включенной в резерв по сомнительным долгам;

$f_{365l}$  - дебиторская задолженность физического лица (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты) за исключением дебиторской задолженности, включенной в резерв по сомнительным долгам;

$\Delta DZ_{365}$  - дебиторская задолженность других категорий потребителей гарантирующего поставщика I уровня (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты);

- коэффициент срочной ликвидности (КПИ);

$ДС^{en1}$  - денежные средства гарантирующего поставщика I уровня (с. 260 ф.1);

$КФВ^{en1}$  - краткосрочные финансовые вложения гарантирующего поставщика I уровня (с. 250 ф. 1);

$КП^{en1}$  - краткосрочные пассивы гарантирующего поставщика I уровня (с. 690 ф. 1);

$ROE$  - рентабельность собственного капитала (КПИ);

$ЧП^{en1}$  - чистая прибыль гарантирующего поставщика I уровня (с. 190 ф. 2);

$СК^{en1}$  - собственный капитал и резервы гарантирующего поставщика I уровня (с. 490 ф. 1);

$\Delta СК^{en1}$  - оставшая часть собственного капитала гарантирующего поставщика I уровня.

2.4. Недоплата при безучетном потреблении электроэнергии (оплата по установленной мощности, отсутствие приборов учета, оплата по нормативам муниципалитетов):

$$\lim_{\Delta W_{kn4} \rightarrow 0} (V^{no} + \Delta W_{kn4}) = V^{no} + \Delta V_4^{no}; \quad (25)$$

$$\Delta V_4^{no} = S^{\delta n} / T_{cpo}; \quad (26)$$

$$S^{\delta n} = \sum_{i=1}^u A_i; \quad (27)$$

$$A_i = Z_{nz} + \Delta A_i, \quad (28)$$

где  $\Delta V_4^{no}$  - дополнительный объем полезного отпуска, полученный за счет работ по установке и вводу в эксплуатацию приборов системы учета с целью повышения энергетической эффективности. Данные работы осуществляет территориальная сетевая компания с целью повышения энергетической эффективности использования энергетических ресурсов на розничном рынке;

$S^{\delta n}$  - стоимость новых ПСУ, отвечающих установленным техническим требованиям;

$A_i$  - стоимость установки  $i$ -го прибора системы учета;

$\Delta A_i$  - цена нового прибора системы учета;

- количество приборов системы учета, которое необходимо установить потребителям гарантирующего поставщика I уровня.

2.5. Хищения электроэнергии и другие недостатки энергосбытовой деятельности (несанкционированный доступ к сети, мошенничество с приборами учета и др.)

; (29)

$$\Delta V_5^{no} = \frac{ROI \cdot (Z_{ниокр} + Z_{нз} + Z_{юу})}{T_{срo}}; \quad (30)$$

$$\Delta W_{кн5}^2 = (Z_{бу} + Z_{юу}) / T_{срo}; \quad (31)$$

$$Q_{хэ} = \Delta W_{кн5}^1 / \Delta W_{кн5}^2, \quad (32)$$

где  $\Delta V_5^{no}$  - дополнительный объем полезного отпуска, полученный за счет работ по защите электрических сетей и приборов учета от несанкционированного доступа;

$Q_{хэ}$  - коэффициент вероятности выявления хищений электроэнергии на розничном рынке электроэнергии при существующем уровне развития техники и технологий, устанавливает Регулятор;

$Z_{бу}$  - расходы на услуги по ведению бухгалтерского учета, оказываемые сторонними организациями, формирование внереализационных расходов в соответствии с подп. 5 п. 2 ст. 265 Налогового кодекса РФ.

#### Модельный расчет системы учета затрат при формировании выручки от реализации электрической энергии

В инновационном проекте приняты участие региональные (розничные) рынки электроэнергии Челябинской области, Нижегородской области, Свердловской области, Московской области и г. Москвы.

Значения ключевых показателей эффективности компании и "План мероприятий по достижению КПЭ" утверждал совет директоров гарантирующего поставщика I уровня.

Эксперты совместно с гарантирующим поставщиком I уровня и территориальной сетевой компанией определяли структуру коммерческих потерь электроэнергии конкретного региона.

Стоимость фактического нормативного технологического расхода электрической энергии в электрических сетях ТСО отражается в расходах гарантирующего поставщика I уровня, сверхнормативный технологический расход электрической энергии отражается в расходах территориальной сетевой организации.

Если территориальная сетевая компания снижает относительный технологический расход электрической энергии ниже норматива, то она получает

бонус от гарантирующего поставщика I уровня. В случае равенства указанных показателей обязательства по уплате у ТСО и ГП I уровня не возникают.

Целью гарантирующего поставщика I уровня является доведение полезного отпуска до товарного отпуска потребителям в соответствии с налоговой и учетной политикой компании "по отгрузке". В соответствии с методом начисления важным является учет реализованного товара и похищенного товара (электроэнергии).

Расчеты показали, что полезный отпуск электроэнергии в Московской области увеличился на 0,85 %, в Москве - на 1,17 %, в Свердловской области - на 1,56 %, в Саратовской области - на 2,17%. А среднеотпускной тариф (цена) на электроэнергию гарантирующего поставщика I уровня в Москве снижается на 0,84 коп./кВт·ч, в Московской области - на 6,33 коп./кВт·ч, в Свердловской области - на 0,11 коп./кВт·ч, в Саратовской области - на 8,72 коп./кВт·ч.

#### Заключение

Автором разработана система учета затрат при формировании выручки от реализации электрической энергии. Ключевыми показателями эффективности системы учета затрат являются "Коэффициент срочной ликвидности (QR)", "Рентабельность собственного капитала (ROE)", "Коэффициент износа основных средств" и "Коэффициент рентабельности инноваций (ROI)". Затраты инновационной системы учета затрат направлены на сокращение и ликвидацию коммерческих (финансовых) потерь электроэнергии на розничных рынках. Ключевые показатели эффективности служат индикаторами эффективности этих мер. Конечным результатом мер по сокращению и ликвидации коммерческих потерь электроэнергии гарантирующего поставщика должно стать соответствие полезного отпуска товарному отпуску электроэнергии конечным потребителем, т.е. налоговая и учетная политика организации должна соответствовать законодательству.

<sup>1</sup> Косоротов В.А., Зубкова А.Г. Достоверный коммерческий учет транспортируемой и потребляемой электроэнергии сетевыми и сбытовыми компаниями - один из экономических механизмов реализации политики государства в области энергосбережения // Энергосбережение - теория и практика: тр. Четвертой Междунар. школы-семинара молодых ученых и специалистов. М., 2008. С. 325 - 330.

<sup>2</sup> Основы функционирования рынков электроэнергии: учеб.-метод. пособие. Ч. 2 / под ред. Л.В. Ширяевой. М., 2009.

<sup>3</sup> Основы функционирования рынков электроэнергии: учеб.-метод. пособие. Ч. 1 / под ред. Л.В. Ширяевой. М., 2009.

<sup>4</sup> Там же.

<sup>5</sup> Овсейчук В.А., Дворников Н.И., Калинин М.А. Методика расчета расхода электроэнергии на ее передачу (потери) в электрических сетях при тарифном регулировании: учеб.-метод. пособие / под общ. ред. Г.П. Кутового. М., 2006.

<sup>6</sup> Там же.