

## **Финансовый контроль необходимой валовой выручки предприятий электроэнергетики**

**Войко А.В.**, к.э.н., доцент кафедры «Финансы и кредит», ФГБОУВПО «Государственный университет управления», доцент кафедры общественных финансов и кредитования

**Аннотация.** В статье рассказывается о необходимости финансового контроля необходимой валовой выручки в компаниях электроэнергетики. В статье обсуждается структура выручки для расчета тарифа за электроэнергию с использованием метода доходности инвестированного капитала.

**Ключевые слова:** финансовый контроль, необходимая валовая выручка, инвестиции, норма доходности.

## **Financial control required gross revenue of the enterprises of electric power industry**

**Voyko A.V.**, State University of Management

**Annotation.** The article tells about the need of financial control required gross revenue in the companies of electric power industry. The article discusses the revenue structure for the calculation of the tariff for electricity using the method of return on invested capital.

**Keywords:** financial control, the required gross revenue, investment, rate of return.

Особенностью управления выручкой в электроэнергетикой является абсолютная ее зависимость от объемов потенциального потребления электроэнергии покупателями. При этом, если в других отраслях промышленности возможно стимулировать покупателя к приобретению

большого объема поставок товаров или выполненных работ, то в электроэнергетике покупатели стремятся сократить объемы энергопотребления. Более того, в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» предприятия электроэнергетики, равно как и потребители электроэнергии должны стремиться к снижению потребления и экономии энергоресурсов. [1]

Следовательно, выручка энергокомпании может расти либо за счет роста тарифа, либо за счет подключения новых потребителей электричества. Однако, подключение такого количества новых потребителей, чтобы динамика выручки как-то изменилась – задача непростая.

В этом и заключается важнейшая особенность энергетического производства: энергопредприятия работают непосредственно на потребителя. Произведенная ими энергия потребляется, как правило, полностью, имеется совпадение во времени количества произведенной энергии с объемом ее потребления, что приводит, в отличие от других промышленных производств, к отсутствию не только запасов на складе готовой продукции, но также и остатков незавершенного производства. Вследствие этого все сформированные за отчетный период издержки производства списываются на себестоимость выработанной и отпущенной потребителям энергии.

Рассмотрим подробнее основные особенности формирования себестоимости в энергетике:

1. Себестоимость энергии учитывает затраты не только на производство, но и на передачу и распределение энергии (обусловлено неразрывной связью между производством и передачей энергии).

2. Отсутствие незавершенного производства ведет к тому, что издержки производства за определенный отрезок времени полностью могут быть отнесены на себестоимость произведенной энергии.

3. На себестоимость энергии влияют расходы по содержанию резерва мощности на электростанциях и в электросетях для обеспечения бесперебойности энергоснабжения потребителей.

4. Уровень себестоимости энергии может значительно изменяться по отдельным типам электростанций и энергосистемам.

5. Зависимость себестоимости от вида и качества сжигаемого топлива.

6. Невозможность отключения от источников энергии некоторых потребителей социального назначения [4].

Таким образом, предприятия электроэнергетики должны обеспечить некий необходимый объем выручки, достаточный для покрытия всех сопутствующих этому расходов, финансирования потерь при передаче электроэнергии по сетям, формирования фондов для капитальных вложений, прибыли и т.д.

До 2009 г. основным методом регулирования тарифов на передачу электроэнергии являлся метод «затраты плюс», обеспечивающий получение компанией «целевой» нормы прибыли на произведенные затраты при установленных объемах реализации услуг по передаче электроэнергии. Его использование предполагает ежегодный пересмотр и утверждение тарифов на основе планируемых затрат распределительных сетевых компаний. Метод индексации предполагает ежегодное увеличение тарифов, исходя из прогнозных темпов инфляции, и используется в основном Федеральной службой по тарифам для установления предельных уровней тарифов на передачу электрической энергии. RAB-регулирование представляет собой систему тарифообразования на основе долгосрочного регулирования тарифов, направленную на привлечение инвестиций для строительства и модернизации сетевой инфраструктуры и стимулирование повышения эффективности расходов сетевых организаций. Аббревиатура RAB расшифровывается как Regulatory Asset Base — регулируемая база капитала. Тариф при использовании RAB-регулирования формируется таким образом, чтобы, помимо компенсации операционных расходов компаний, обеспечить инвестору возврат капитала и получение дохода на инвестированный капитал.

Основными преимуществами RAB-регулирования по сравнению с традиционным методом «затраты плюс» являются:

- стабильность экономического и бюджетного планирования регионов за счет установления тарифов на долгосрочный период регулирования (3 – 5 лет);
- обеспечение взаимосвязи цены и качества оказания услуг по передаче электрической энергии – тариф зависит от выполнения компанией показателей по надежности и качеству услуг по передаче электроэнергии;
- возможность направлять часть средств от возврата и дохода «старого» капитала на погашение инвестиционной кредиторской задолженности, что необходимо в целях финансового оздоровления компании;
- инвестиционная привлекательность, связанная с прозрачностью утверждения тарифных решений.

При использовании метода «затраты плюс» у электросетевых компаний был стимул повышать операционные расходы, так как эксплуатационные затраты являлись базой для тарифного регулирования региональными энергетическими комиссиями (РЭК) на следующий год. Установление долгосрочных параметров регулирования, напротив, стимулирует сетевые организации к повышению эффективности деятельности, поскольку экономия, полученная в течение периода регулирования в результате реализации программ энергосбережения и сокращения издержек, не изымается, а остается в распоряжении компании. [5]

Расчет необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования осуществляется на основе долгосрочных параметров регулирования, к которым относятся:

- базовый уровень операционных расходов;
- индекс эффективности операционных расходов;
- размер инвестированного капитала;
- чистый оборотный капитал;
- норма доходности инвестированного капитала;
- срок возврата инвестированного капитала;
- коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов;

- норматив технологического расхода (потерь), утверждаемый Министерством энергетики Российской Федерации (начиная с 2014 года для первого и (или) последующих долгосрочных периодов регулирования – уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям);
- уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг).[3]

Таким образом, на основе установленных долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, органы регулирования, в частности ФСТ, рассчитывают ежегодную необходимую величину выручки энергокомпании с тем, чтобы на ее основе определить величину энерготарифа. Данный расчет будет производиться в течение периода от 3 до 5 лет, так как долгосрочные параметры устанавливаются как раз на такой период.

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении тарифов на очередной долгосрочный период регулирования, рассчитывается по формуле:

$$HBB_i^D = P_i + BK_i + DK_i + \Delta \text{ЭОР}_i + \Delta \text{ЭП}_i + \text{Дельта} HBB_i^{\text{с}}, \quad (1)$$

где:

$i$  - номер расчетного года периода регулирования,  $i = 1, 2, 3...$

$HBB_i^D$  - необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов на год  $i$ ;

$P_i$  – расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год  $i$ ;

$BK_i$  – возврат инвестированного капитала, определяемый на год;

$DK_i$  – доход на инвестированный капитал, определяемый на год  $i$ ;

$\Delta \text{ЭОР}_i$  – экономия операционных расходов, учитываемая на год  $i$  очередного долгосрочного периода регулирования;

$\Delta \text{ЭП}_i$  – экономия от снижения технологических потерь, учитываемая в необходимой валовой выручке на год  $i$  очередного долгосрочного периода регулирования;

$\text{ДельтаНВВ}_i^{\text{сз}}$  – величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год  $i$ , производимого в целях сглаживания тарифов.[3]

Регулируемые тарифы устанавливаются на основе необходимой валовой выручки, которая определяется с учетом ежегодных корректировок, осуществляемых в течение долгосрочного периода регулирования, и обеспечивает:

- покрытие расходов;
- возврат инвестированного капитала;
- получение дохода на инвестированный капитал.

Многокомпонентная структура необходимой валовой выручки, ее зависимость от многих факторов, предполагает актуальность ее включения в перечень первоочередных направлений финансового контроля в энергетическом предприятии. В частности, рассмотрим такой важный фактор роста выручки энергокомпании, как расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности. Они определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и рассчитываются по формуле:

$$P_i = OP_i + HP_i, \quad (2)$$

где:

$i$  - номер расчетного года периода регулирования,  $i = 1, 2, 3...$

$P_i$  - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год  $i$ ;

$OP_i$  - операционные расходы (подконтрольные расходы) в году  $i$ ;

$HP_i$  - расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами, не относящиеся к  $OP_i$ , в году  $i$  (неподконтрольные расходы).[3]

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие расходов:

- a) топливо;
- b) покупная электрическая энергия;
- c) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- d) сырье и материалы;
- e) ремонт основных средств;
- f) оплата труда;
- g) амортизация основных средств;
- h) выпадающие доходы сетевой организации при оплате заявителем технологического присоединения, энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), в объеме, не превышающем 550 рублей, расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой по оплате технологического присоединения субъектов малого и среднего предпринимательства при присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 кВт и до 100 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности);
- i) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе расходы, связанные с осуществлением коммерческого учета электроэнергии, расходы на оплату услуг организаций коммерческой инфраструктуры оптового рынка.[2]

Также, в состав затрат электроэнергетического предприятия включаются внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Вообще, сомнительным долгом признается любая задолженность перед налогоплательщиком, возникшая в связи с реализацией товаров, выполнением работ, оказанием услуг, в случае, если эта задолженность не погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена залогом, поручительством, банковской гарантией. [7]

Данное условие не вполне подходит для электроэнергетики. В среднем, около 30 % объемов реализации и потребления электроэнергии приходится на частных лиц, где не то, что поручительство или банковская гарантия, но даже величину имущества и источники дохода определить не всегда возможно. При этом, претензионная работа с такими покупателями, равно как и прекращение их энергоснабжения довольно затруднительны. В то же время, признать ее безнадежной тоже не получается: чаще всего физическое лицо удастся найти, оно, в отличие от юридического лица, не ликвидируется, а вполне себе здравствует, а эффективность работы судебных приставов оценить сложно.

В этой ситуации оправдано было бы включать в состав расходов страховые премии по страхованию рисков неплатежей, однако данный вопрос не особо решается даже в отношении банковских кредитов, где информационная обеспеченность страховщиков не в пример лучше.

Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций. Это представляется вполне оправданным решением, однако дополнительные суммы сомнительной, а то и безнадежной задолженности также не увеличивают

необходимую выручку, что не дает возможности оперативно покрывать убытки за счет резервов.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

Поскольку метод долгосрочного регулирования тарифов предназначен, прежде всего, для привлечения инвестиций в электроэнергетическую отрасль, то, как и в любом другом инвестиционном проектировании, важен вопрос определения эффективной ставки доходности на вложенный капитал. Норма доходности капитала, инвестированного после начала первого периода регулирования, рассчитывается по формуле:

$$\text{НД} = \text{ДЗК} \times \text{СЗК} + \text{ДСК} \times \text{ССК}, \quad (3)$$

где:

НД – норма доходности;

ДЗК – доля заемного капитала в структуре инвестированного капитала;

СЗК – стоимость заемного капитала;

ДСК – доля собственного капитала в структуре инвестированного капитала;

ССК – стоимость собственного капитала.

Стоимость собственного капитала рассчитывается как сумма величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств, выраженных в рублях, со сроком до погашения не менее восьми и не более десяти лет за год, предшествующий установлению нормы доходности, и величины премии за риск инвестирования в собственный капитал регулируемой организации, определяемой с учетом премии за риск инвестирования в акции на основании данных международных оценочных организаций и статистической оценки степени риска инвестирования в собственный капитал организации на основании данных торгов рынка ценных бумаг.[3]

Стоимость заемного капитала определяется исходя из усредненной стоимости облигационных займов, размещенных регулируемы

организациями. [методика расчета нормы] То есть объем привлечения заемного капитала фактически законодательно ограничивается облигационным займом, характеризующимся низкой доходностью. Это подтверждается структурой источников финансирования инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2015-2019 гг., где из 563 687 млн. руб. около 386 700 млн. руб. приходится на собственные средства, более 176 000 млн. руб. – на облигационные займы, более 43 000 млн. руб. привлекаются из бюджетных средств и абсолютно ничего не финансируется за счет кредитов.[6] При этом, в приказе ФСТ от 30 марта 2012 г. N 228-э «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» нормативных документах четко указывается, что к заемным средствам относятся все обязательства энергокомпании перед кредиторами. По сути, данная формула расчета представляет собой классическую формулу расчета средневзвешенной стоимости капитала WACC, используемую в инвестиционном анализе. В ней учитываются все возможные источники финансирования, в том числе и кредиты банков. В настоящее время доходность инвестированного капитала в электроэнергетике ограничена на уровне 12%. Таким образом, при расчете тарифа регулирующие органы исходят именно из этой величины, что отражается и на тарифе. Однако, для того, чтобы привлечь банковский кредит, он должен стоить энергокомпании дешевле 12%. Очевидно, что у предприятий электроэнергетики, по сути, никогда и не было возможности привлекать банковские кредиты. В таких условиях, срок возврата инвестированного капитала в 35 лет представляется вполне обоснованным: уменьшить срок окупаемости инвестиционного проекта за счет более эффективного способа финансирования не получится.

В связи с этим, у электроэнергетических предприятий практически единственным способом обеспечивать рост финансового результата является оптимизация подконтрольных расходов. Для служб финансового контроля важнейшей задачей в данном вопросе становится недопущение необоснованного сокращения расходов. Ведь чаще всего секвестрируются

расходы, напрямую не относящиеся к производственному процессу. В частности, ОАО «ФСК ЕЭС» в рамках инвестиционной программы 2015-2019 гг. планирует сократить потребности в инвестиционном капитале на 30%, при этом только операционных затрат планируется сократить на 24 млрд. руб. уже к 2017 г. [6] Основными факторами снижения подконтрольных операционных затрат выступают:

- а) Снижение численности административно-управленческого и ремонтного персонала (повышение производительности труда);
- б) Отмена индексации заработной платы (кроме персонала категории «рабочие»);
- в) Снижение расценок по ремонтам и эксплуатации ~ 15%;
- г) Сокращение доли накладных расходов в стоимости услуг/работ сервисных ДЗО ФСК;
- д) Сокращение расходов на аренду офисов управлений, на транспорт и прочих расходов, связанных с содержанием имущества.

Очевидно, что снижение уровня капитальных вложений практически на  $\frac{1}{4}$  часть от базовой программы, вполне может сопровождаться снижением и операционных расходов. Но в этом случае, результаты инвестиционной программы будут ниже запланированных, что отрицательно скажется на дальнейших перспективах государственного участия в инвестиционных проектах в электроэнергетике. Кредитное финансирование инвестиционных проектов, равно как и участие кредитной банковской ставки при расчете необходимой валовой выручки, обеспечит не только стимулирующее действие на инвестиционный процесс в электроэнергетике. Кредитный механизм финансирования деятельности энергопредприятия предполагает дополнительный финансовый контроль со стороны кредитной организации за обоснованностью и эффективностью расходов предприятия, качеством риск-менеджмента предприятия, что, безусловно, положительно отразится на результатах проверок международных оценочных организаций и

статистической оценке степени риска инвестирования в собственный капитал предприятия электроэнергетики.

### **Литература**

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
2. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
3. Приказ от 30 марта 2012 г. N 228-э «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала»
4. Современное состояние энергетики и формирование системы управления затратами на предприятиях отрасли/ А.Р. Низаева, Экономические исследования, №2, 2012 г.
5. Опыт внедрения RAB-регулирования в распределительном электросетевом комплексе / Швец Н.Н., Демидов А.В., Вестник МГИМО №1, 2012 г.
6. Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на период до 2019 г./ М.: МинЭнерго, ФСК ЕЭС, 2014.
7. Налоговый кодекс РФ (редакция на 2015 г.).