

МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФА НА ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В статье предложена методика для определения тарифа на передачу электроэнергии, которая базируется на основополагающем принципе минимизации этого тарифа. Учитываются возможные структуры источников финансирования инвестиций в развитие электрических сетей. В зависимости от поставленной задачи рассмотрено несколько критериев оптимальности. На основе изложенных принципов разработана экономико-математическая модель, позволяющая решать поставленные энергоэкономические задачи по любому из вышеперечисленных критериев. Модель иллюстрируется примером расчета.

В период централизованного управления экономикой основным принципом экономического обоснования развития электроэнергетики и других отраслей топливно-энергетического комплекса являлось обеспечение минимума приведенных дисконтированных затрат при нормированном коэффициенте эффективности капитальных вложений (в современной терминологии рыночных отношений – нормированный коэффициент доходности капитала) [1-6]. При этом предполагалось, что все рассматриваемые варианты развития энергетических объектов должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект, под которым понималось равенство объемов и режимов потребления энергии (энергоресурсов). Последующие исследования [7, 8] показали целесообразность замены равенства энергетического эффекта равенством потребительского эффекта, т. е. экономического эффекта использования электроэнергии в экономике, учитывающего изменения надежности электроснабжения, энергосберегающей политики и др.

Одним из существенных недостатков использовавшихся ранее принципов и методов технико-экономических расчетов в энергетике являлось *отсутствие непосредственной взаимосвязи между расчетным экономическим эффектом капитальных вложений и фактическим экономическим эффектом реализации потребителям энергетической продукции с учетом экономических взаимоотношений энергосистемы с потребителями энергии, поставщиками топливных ресурсов (полная экономическая взаимответственность за соблюдение договорных поставок энергии и топлива) и с государством (налогообложение). Не учитывалось также влияние капиталовложений и их эффективности на величину тарифов на электроэнергию (энергоресурсы), которые определялись исходя из общей государственной ценовой политики в народном хозяйстве.*

В настоящее время в большинстве стран Западной и Восточной Европы для решения экономических проблем энергетической отрасли используется система регулирования естественных монополий, известная как стимулирующее регулирование с возвратом на задействованный капитал (Regulatory Asset Base, или RAB).

К основным принципам этой системы относятся:

- установление тарифов в зависимости от требуемого уровня электроснабжения и темпов развития территорий;
- обеспечение соответствующей рыночным реалиям доходности на вовлеченный в электросетевые компании акционерный и заемный капитал;

– создание действенных экономических стимулов снижения текущих и инвестиционных издержек (сохранение прибыли от снижения таких издержек ниже уровня, установленного регулятором, в течение пяти лет);

– переход к долгосрочному периоду регулирования сроком на пять лет (на переходном этапе – до трех лет);

– разработка государственной политики регулирования, направленной на снижение регуляторных рисков с помощью принятия прозрачных и последовательных тарифных решений.

Если сопоставить зарубежные принципы регулирования тарифов с основными методическими положениями технико-экономических обоснований развития электроэнергетических систем и определения эффективности капитальных вложений в энергетике, использовавшимися в отечественной практике проектирования энергосистем, по крайней мере 40-50 лет, то для специалистов, знакомых с историей вопроса, очевидно, что практически ничего нового система «РАВ» не предлагает, кроме лишь терминологии, не свойственной отечественной энергетике и зачастую отражающей неадекватный перевод с английского оригинала.

Изучение накопленных за 50 лет отечественных методических материалов и результатов деятельности сетевых предприятий энергосистем, а также собственный опыт работы в области экономики энергетике, проектирования развития электроэнергетики и регулирования естественных монополий позволяют рекомендовать для использования в практике региональных сетевых организаций, федеральной и региональных служб по тарифам *новую методику и экономико-математическую модель для регулирования тарифов на передачу электроэнергии.*

Предлагаемая методика базируется на основополагающем принципе *минимизации тарифа на передачу электроэнергии, достаточного для удовлетворения всех энергетических и экономических потребностей сетевого предприятия.* В число последних входят:

– обеспечение передачи заданного объема мощности и электроэнергии в течение всего расчетного периода при оптимальном (экономически или технически обоснованном) уровне надежности электроснабжения;

– покрытие собственных эксплуатационных (производственных) расходов;

– получение прибыли, минимально достаточной для удовлетворения социальных потребностей (фонд потребления и социального развития), производственного развития (фонд развития производства, прироста оборотных средств, погашения инвестиционных кредитов и процентов по ним, возврата капитала сторонним инвесторам), выплаты дивидендов, уплаты налогов всех уровней.

Предполагается, что финансирование инвестиций в развитие электрических сетей может быть обеспечено за счет следующих источников: амортизационного фонда предприятия и части полученной чистой прибыли; централизованных фондов (бюджеты всех уровней, отраслевые инвестиционные фонды); банковских кредитов; средств сторонних инвесторов, вкладываемых на возвратной основе.

Электросетевые объекты, вводимые для подключения новых и расширяемых потребителей, строятся за счет платы потребителей за технологическое присоединение, которая не включается в состав расходов сетевой компании при расчете тарифа на передачу электроэнергии. Чтобы определить сумму инвестиций в развитие сетей, капиталовложения потребителей добавляются к вошедшим в инвестиционную программу, утверждаемую регулирующим органом для

формирования тарифа на передачу энергии. В данной модели капиталовложения потребителей не учитываются.

В качестве *критерия оптимальности* в зависимости от поставленной задачи предлагается использовать один из следующих принципов:

- минимизация неиспользованной чистой прибыли;
- оптимизация тарифа по критерию нормативного срока окупаемости акционерного капитала, вкладываемого сторонними инвесторами на возвратной основе;
- оптимизация тарифа по критерию нормативной доходности акционерного капитала;
- оптимизация тарифа по критерию нормативной доходности всего вложенного капитала;
- оптимизация тарифа по критерию его предельного значения на прогнозный период.

Заметим, что третий и четвертый критерии характеризуют используемый во многих европейских странах принцип регулирования экономики естественных монополий, известный под названием RAB.

В условиях рыночной экономики целесообразность проведения определенной инвестиционной политики зависит от эффективности капитальных вложений в развитие энергетики, поэтому в методике технико-экономических расчетов необходимо согласовать оценку эффективности инвестиций с основными энергетическими и экономическими параметрами развиваемого сетевого предприятия. При этом в основе методики обоснования новых электросетевых объектов следует сохранить условие сопоставимости вариантов по равенству потребительского эффекта.

В данном случае под потребительским эффектом понимается производство потребителями равного количества продукции, которое по вариантам инвестиций может различаться по уровню надежности электроснабжения и использования электросберегающих технологий. Более простым для сопоставляемых вариантов схем развития электрических сетей является обеспечение равенства энергетического эффекта, т. е. потребление одинакового количества электроэнергии.

Алгоритм определения экономического эффекта вкладываемых в развитие электрических сетей инвестиций включает в себя следующие расчеты:

1. Прогноз электропотребления и электрических нагрузок в узлах (подстанциях) схемы электрических сетей региона по годам трех-пятилетнего расчетного периода.
2. Формирование вариантов развития схемы электрических сетей на расчетный период.
3. Расчеты электрических режимов для каждого из намеченных вариантов схем и определение уровня технических потерь электроэнергии в сетях дифференцированно по классам напряжения и годам расчетного периода*.
4. Расчеты надежности электроснабжения потребителей по вариантам развития электрических сетей для каждого года расчетного периода с оценкой вероятной величины недоотпуска электроэнергии и ожидаемого ущерба от нарушений электроснабжения.
5. Анализ отчетных технико-экономических показателей сетевой организации и эксплуатируемых электрических сетей разного класса напряжения, отчетных

* Расчеты электрических режимов с оценкой технических потерь мощности и электроэнергии и расчеты надежности проводятся по программе «Расчет надежности электрических сетей с оценкой ущерба (REN_Damage), версия 3» (автор программы проф. В.А. Непомнящий).

перетоков электроэнергии по сетям различного класса напряжения; формирование удельных экономических показателей (нормативов) для сетевой организации и их прогноз по годам расчетного периода.

6. Формирование по каждому из прогнозных вариантов развития электрических сетей инвестиционных программ и определение требуемых капиталовложений по годам расчетного периода с учетом их распределения по годам строительства (если строительство энергообъекта продолжается более года).

7. Формирование балансов электроэнергии по годам расчетного периода и классам напряжения сетей. При этом баланс электроэнергии в сетях каждого класса напряжения составляется по выражению:

$$\mathcal{E}_{\text{пост}} = \mathcal{E}_{\text{потр}} + \mathcal{E}_{\text{отп}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{техн}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{с.н.}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{потр}}^{\text{неопл}}, \quad (1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пост}}$ – электроэнергия, поставляемая в сеть данного класса напряжения с оптового рынка (ОРЭМ) или из сети другого класса напряжения; $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ – потребление электроэнергии из сети данного класса напряжения; $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – электроэнергия, отпущенная из сети данного класса напряжения в сеть низшего класса напряжения; $\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{техн}}$ – технические потери при передаче энергии по сети данного класса напряжения; $\Delta\mathcal{E}_{\text{с.н.}}$ – расходы электроэнергии в сети на собственные и хозяйственные нужды; $\Delta\mathcal{E}_{\text{потр}}^{\text{неопл}}$ – неоплаченное электропотребление, или коммерческие потери энергии.

8. На основе экономических показателей отчетного года и инвестиционной программы определяются прогнозные значения основных производственных фондов по первоначальной стоимости (ОПФ₀) по сетевой организации (СО) в целом и по классам напряжения сети, а также основные фонды с учетом износа (ОПФ_а), необходимые для расчета налога на имущество:

$$\text{ОПФ}_0(t) = \text{ОПФ}_0(t-1)(1 - \alpha_a) + K(t)\beta_{\text{осв}}, \quad (2)$$

где $\text{ОПФ}_0(t-1)$ – основные производственные фонды по первоначальной стоимости в предыдущем $t-1$ году; α_a – коэффициент амортизации основных производственных фондов; t – текущий год расчетного периода; $K(t)$ – капиталовложения в t -й год расчетного периода; $\beta_{\text{осв}}$ – коэффициент освоения капиталовложений, равный, примерно 0,95.

9. Для всего расчетного периода формируется структура источников инвестиций в составе: амортизационного фонда, фонда производственного развития из прибыли, централизованных средств (бюджеты всех уровней и централизованные отраслевые фонды), заемных средств (банковских кредитов) и средств сторонних инвесторов.

10. Экономическая модель для определения эффективности инвестиций в развитие сетевой организации базируется на следующих уравнениях:

Стоимость услуг сетевой организации по передаче электроэнергии:

$$W_{\text{СО}} = T_{\text{пер}} (\mathcal{E}_{\text{пост}} - \Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{техн}}), \quad (3)$$

где $T_{\text{пер}}$ – тариф на передачу электроэнергии. По аналогичному выражению определяется стоимость услуг по передаче электроэнергии по сетям различных классов напряжения;

Производственные издержки (расходы) по передаче электроэнергии:

$$I_{\text{пер}} = I_a + I_{\text{м.з.}} + I_{\text{ФОТ}} + I_{\text{ЕСН}} + I_{\text{проч}} + I_{\text{рег.орг.}} + I_{\text{НИР}} + I_{\text{проч}}^{\text{с.с}}, \quad (4)$$

где I_a – амортизационные отчисления; $I_{м.з.}$ – материальные затраты; $I_{ФОТ}$ – фонд оплаты труда; $I_{ЕСН}$ – единый социальный налог; $I_{проч.}$ – прочие эксплуатационные затраты (арендная плата, услуги непромышленного характера, страховые платежи, охрана труда и техника безопасности, прочие расходы); $I_{рег.орг.}$ – услуги регулирующих организаций (ФСК ЕЭС и др.); $I_{НИР}$ – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы; $I_{проч.}^{с.с.}$ – прочие затраты, относимые на себестоимость (налог на землю, транспортный налог, экологические платежи).

Материальные затраты включают в себя: стоимость основных и вспомогательных материалов, стоимость потерь электроэнергии в сетях, плату за энергию на собственные нужды подстанций и хозяйственные нужды, промышленные услуги сторонних организаций (транспортные услуги, пуско-наладочные работы), капитальные ремонты подрядным способом, прочие материальные затраты.

Фонд оплаты труда ФОТ формируется как произведение численности производственного персонала в t -й год $N_{перс}$ на среднемесячную заработную плату $Z_{мес}$, при этом учитывается рост производительности труда в обслуживании электрических сетей ($\delta_{пр.тр.}$) и рост заработной платы ($\delta_{зарп}$); вычисляются величина единого социального налога, прочие эксплуатационные расходы и другие затраты, относимые на себестоимость.

Для корректного распределения производственных затрат по сетям разного класса напряжения их целесообразно представить как сумму трех компонентов: а) постоянной составляющей, зависящей от величины основных фондов; б) постоянной составляющей, зависящей от фонда оплаты труда; в) переменной составляющей, зависящей от стоимости потерь электроэнергии.

Валовая прибыль (Gross Profit) сетевой организации определяется по выражению:

$$GP = W_{CO} - I_{пер.} \quad (5)$$

Для определения балансовой прибыли (Balance Profit) необходимо из валовой прибыли (GP) вычесть операционные расходы (услуги банков – $S_{Банк}$), налог на имущество $NaI_{им}$, компенсацию стоимости неоплаченной потребителями электроэнергии $Z_{\text{э}}^{неопл}$ и компенсацию потребителям экономического ущерба от нарушений электроснабжения $Z_{ущ}^{потр}$ или страховые платежи (для случая страхования надежности электроснабжения):

$$BPr = GP - S_{Банк} - NaI_{им} - Z_{ущ}^{потр} - Z_{\text{э}}^{неопл} \quad (6)$$

Налог на прибыль (Profit Tax) определяется по выражению:

$$PrT = \beta_{приб}^{нал} BPr \quad (7)$$

Произведенная в t -м году чистая прибыль (Realized Net Profit) сетевого предприятия составит:

$$RNP(t) = BPr(t) - PrT(t) \quad (8)$$

Для выявления возможности нормального экономического функционирования сетевой организации необходимо кроме полученной чистой прибыли определить также и использованную чистую прибыль. Использованная чистая прибыль предприятия состоит из следующих компонентов: фонда потребления и социального развития (ФСР); фонда накопления (или фонда производственного развития), включающего в себя капиталовложения из прибыли в развитие производства, $K_{приб}$; средств для выплаты полученных инвестиционных кредитов $BK_{выпл}$; средств для выплаты процентов за инвестиционные кредиты $ПроцBK$;

капиталовложений в социальную сферу $K_{соц}$; прироста оборотных средств в t -м году $\Delta\Phi_{об}$ и начисления дивидендов за текущий период $Див(t)$, а также прочих платежей из прибыли, в том числе отчислений в резервный фонд $ПРБ_{пр}$.

Таким образом, суммарная используемая в t -м году чистая прибыль (*Used Net Profit*) определяется по выражению:

$$UNP(t) = \Phi CP(t) + \Phi PP(t) + Див(t) + ПРБ_{пр}(t). \quad (9)$$

Если разница между произведенной и использованной чистой прибылью $\Delta NP(t)$ положительна, то имеем *неиспользованную чистую прибыль* (*Unused Net Profit – UNP*), если отрицательна – *е перерасход* (*Overspending Net Profit – OSUNP*):

$$\Delta NP(t) = RNP(t) - UNP(t), \quad (10)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Если } \Delta NP(t) > 0, \text{ то } \Delta NP(t) = UnUNP(t) \\ \text{Если } \Delta NP(t) < 0, \text{ то } \Delta NP(t) = OSUNP(t) \end{array} \right\}. \quad (11)$$

Если одним из источников финансирования инвестиций являются средства сторонних инвесторов, то *наличие неиспользованной чистой прибыли обеспечит этим инвесторам возврат капитала и дохода на него*. При отсутствии инвестиционного капитала сторонних инвесторов *наличие неиспользованной чистой прибыли указывает на завышение тарифа на передачу электроэнергии*.

Перерасход чистой прибыли свидетельствует:

а) при отсутствии нормативных ограничений в формировании тарифа на передачу электроэнергии, в экономически обоснованных производственных расходах и инвестициях – об установлении недопустимо низкого тарифа;

б) при наличии *предельного тарифа* на передачу электроэнергии – о необходимости ограничения инвестиций, сокращения производственных расходов, повышения предельного тарифа.

Целесообразно рассчитывать следующие формы рентабельности сетевого предприятия:

а) рентабельности к себестоимости:

$$R_{с.с}(t) = GP(t) / I_{пер}(t) 100\%; \quad (12)$$

б) рентабельности к основным производственным фондам по первоначальной стоимости:

$$R_{ОПФ}(t) = GP(t) / ОПФ_0(t) 100\%, \quad (13)$$

которая будет характеризовать общую эффективность использования основных фондов.

В заключение вычисляется:

себестоимость передачи электроэнергии по сетям различного класса напряжения:

$$C_{пер}(U) = I_{пер}(U) / (\mathcal{E}_{постав}(U) - \Delta \mathcal{E}_{потерь}^{техн}(U)), \quad (14)$$

где U – класс напряжения сети;

тариф на передачу электроэнергии по сетям различного класса напряжения:

$$T_{пер}(U) = C_{пер}(U)(1 + R_{с.с} / 100). \quad (15)$$

По изложенным выше критериям, можно определить следующие экономические показатели:

Срок окупаемости акционерного капитала сторонних инвесторов. Возврат капитала сторонним инвесторам возможен только за счет неиспользованной прибыли:

$$T_{стр.инв}^{окуп.кап} = \left(\sum_{t=1}^{T_{расч}} K_{стр.инв}(t) \right) / \left(\sum_{t=1}^{T_{расч}} UnUNP(t) / T_{расч} \right), \quad (16)$$

где $K_{\text{стр.инв}}(t)$ – капиталовложения сторонних инвесторов в t -м году; $T_{\text{расч}}$ – длительность расчетного периода.

Доходность акционерного капитала сторонних инвесторов (Return on capital of Outside Investor). Доход сторонних инвесторов, получаемый на вложенный ими капитал, будет формироваться из двух источников: неиспользованной чистой прибыли и доли дивидендов, начисляемых сетевой компанией для выплаты акционерам. Эта доля пропорциональна удельному весу прироста ОПФ₀ за счет капитала сторонних инвесторов в общем приросте основных фондов за расчетный период:

$$\Delta \text{Див}_{\text{стр.инв}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (\text{Див}(t) - \text{Див}(t-1)) \frac{K_{\text{стр.инв}}(t-1)\beta_{\text{осв}}}{\text{ОПФ}_0(t) - \text{ОПФ}_0(t-1)}. \quad (17)$$

Доходность акционерного капитала сторонних инвесторов будет определяться по выражению:

$$\text{ROC}_{oi} = \left(\frac{\Delta \text{Див}_{\text{стр.инв}} + \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} \text{UnUNP}(t)}{T_{\text{расч}} \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} K_{\text{стр.инв}}(t)} - 1/T_{\text{стр.инв}}^{\text{норм}} \right) 100\%, \quad (18)$$

где $T_{\text{стр.инв}}^{\text{норм}}$ – нормативный (предельно допустимый) срок окупаемости вложений сторонних инвесторов.

Доходность всего инвестированного капитала без амортизационной составляющей и платы за технологическое присоединение новых и расширяемых потребителей (Return on total capital). Доход сетевой организации, относимый на вкладываемые инвестиции за вычетом амортизационных отчислений и платы за технологическое присоединение новых и расширяемых потребителей, формируется из следующих составляющих: начисляемых из чистой прибыли дивидендов, процентов за банковский кредит и неиспользованной прибыли:

$$\text{RTC} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} [\text{ПроцБК}(t) + \text{Див}(t) + \text{UnUNP}(t)]}{T_{\text{расч}} \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} [K(t) - K_a(t)]} 100\%, \quad (19)$$

где $K(t)$ – суммарные капиталовложения без учета вложений за счет платы за технологическое присоединение новых и расширяемых потребителей; $K_a(t)$ – капиталовложения за счет амортизационных отчислений.

Как следует из уравнений (16), (18) и (19), в определении всех этих показателей участвует неиспользованная прибыль, которая линейно зависит от величины выручки (стоимости услуг по передаче) W_{CO} и тарифа на передачу электроэнергии по сетям $T_{\text{пер}}$.

Таким образом, изменяя величину тарифа на передачу электроэнергии $T_{\text{пер}}$, можно регулировать искомые критериальные показатели: срок окупаемости капитала сторонних инвесторов ($T_{\text{стр.инв}}^{\text{окуп. кап}}$), его доходность (ROC_{oi}) и доходность всего инвестиционного капитала (RTC).

Процесс оптимизации экономики сетевой организации будет заключаться в изменении тарифа на передачу электроэнергии по сетям по достижении нуля целевой функцией $F(T_{\text{пер}})$, вид которой зависит от постановки задачи.

При отсутствии сторонних инвесторов оптимизация будет заключаться в доведении до нуля неиспользованной прибыли:

$$F(T_{\text{пер}}) = \text{UnUNP}(T_{\text{расч}}) = W_{\text{CO}}(T_{\text{расч}}) - \text{И}_{\text{пер}}(T_{\text{расч}}) \rightarrow 0 \text{ при } 0 \leq T_{\text{пер}} \leq \infty, \quad (20)$$

где $T_{\text{расч}}$ указывает, что все входящие в выражение (20) показатели представляют собой суммарные значения за расчетный период (кроме значений тарифа $T_{\text{пер}}$).

При наличии в составе источников финансирования инвестиций капитала сторонних инвесторов оптимизация может осуществляться в двух направлениях: обеспечении для сторонних инвесторов заданного (нормативного) срока окупаемости их инвестиций:

$$F(T_{\text{пер}}) = (T_{\text{стр.инв}}^{\text{окуп.кап}} - T_{\text{стр.инв}}^{\text{норм}}) \rightarrow 0 \text{ при } 0 \leq T_{\text{пер}} \leq \infty, \quad (21)$$

обеспечении для сторонних инвесторов заданной (нормативного или минимальной) доходности их инвестиций:

$$F(T_{\text{пер}}) = \begin{cases} ROC_{oi} - E_{\text{дох}}^{\text{норм}} \rightarrow 0 \\ ROC_{oi} - E_{\text{дох}}^{\text{мин}} \rightarrow 0 \end{cases} \text{ при } 0 \leq T_{\text{пер}} \leq \infty, \quad (22)$$

где $E_{\text{дох}}^{\text{норм}}$ – нормативный коэффициент доходности капиталовложений сторонних инвесторов, верхний предел которого равен ставке рефинансирования Центробанка; $E_{\text{дох}}^{\text{мин}}$ – минимальный коэффициент доходности капиталовложений сторонних инвесторов, равный коэффициенту доходности государственных ценных бумаг (ГЦБ).

Для управления доходностью всем инвестиционным капиталом сетевой организации (за вычетом амортизационной составляющей и инвестиций за счет платы за присоединение новых и расширяемых потребителей) следует использовать целевую функцию

$$F(T_{\text{пер}}) = RTC - \bar{E}_{\text{дох}}^{\text{сум.инв}} \rightarrow 0 \text{ при } 0 \leq T_{\text{пер}} \leq \infty, \quad (23)$$

где $\bar{E}_{\text{дох}}^{\text{сум.инв}}$ – средневзвешенный коэффициент минимальной доходности инвестиций, определяемый как

$$\bar{E}_{\text{дох}}^{\text{сум.инв}} = (\gamma_{\text{приб}}^{\text{инв}} + \gamma_{\text{стор.инв}}^{\text{инв}}) E_{\text{дох}}^{\text{ГЦБ}} + \gamma_{\text{БК}}^{\text{инв}} \beta_{\text{проц}}^{\text{ЦБ}}, \quad (24)$$

здесь $\gamma_{\text{приб}}^{\text{инв}}$, $\gamma_{\text{стор.инв}}^{\text{инв}}$, $\gamma_{\text{БК}}^{\text{инв}}$ – удельные веса источников финансирования: прибыли, сторонних инвесторов и банковских кредитов, суммарно равных единице; $E_{\text{дох}}^{\text{ГЦБ}}$, $\beta_{\text{проц}}^{\text{ЦБ}}$ – коэффициент доходности государственных среднесрочных ГЦБ и ставка рефинансирования Центробанка.

Специального решения требует задача оптимизации экономики сетевой организации при установлении регулируемыми органами – региональной службой (комитетом) по тарифам – предельного тарифа на передачу электроэнергии $T_{\text{пер}}^{\text{пред}}$. При этом в ряде случаев для достижения баланса между произведенной и использованной чистой прибылью необходимо уменьшить общие инвестиции или сократить производственные издержки. Критерием будет служить равенство нулю суммарной за расчетный период неиспользованной прибыли $UnUNP(T_{\text{расч}})$

Одной из особенностей предлагаемой методики является оптимизация структуры финансирования инвестиций в развитие электросетевых объектов. Эта оптимизационная задача возникает, поскольку разные источники финансирования инвестиций требуют различных экономических затрат на свою реализацию, которые в общем случае включают в себя возврат капитала и процентов на него. В основном это относится к заемным средствам (банковские кредиты и средства сторонних инвесторов), но в ряде случаев требование возврата капитала и процентов по нему может включаться и в условия выделения средств из централизованных фондов. В любом случае выполнение этих условий требует дополнительных финансовых затрат из чистой прибыли предприятия, которые будут увеличивать тариф на передачу электроэнергии. Поэтому,

имея в виду, что использование различных источников финансирования инвестиций обуславливает различные затраты на их реализацию, можно найти оптимальную структуру этих источников, при которых в заданных границах их предельных возможностей суммарные расходы на возврат капитала и процентов по нему будут минимальными.

При наличии утвержденной инвестиционной программы развития сетевой организации это приведет к дополнительному снижению тарифа на передачу электроэнергии.

Математически эту задачу можно сформулировать следующим образом: необходимо минимизировать функцию:

$$\Phi_{\text{структ}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} \sum_{i=1}^m \left(\frac{K_i(t)}{T_{\text{возвр}_i}} + E_{\text{дох}_i} \right) \rightarrow \min \quad (25)$$

при ограничениях

$$\sum_{i=1}^m \gamma_{\text{инв}_i} = 1 \quad (26)$$

$$0 \leq \gamma_{\text{инв}_i} \leq \gamma_{\text{инв}_i}^{\max} \text{ при } i = 1 \dots m, \quad (27)$$

где m – число источников финансирования инвестиций; $K_i(t)$ – объем финансирования инвестиций из i -го источника; $T_{\text{возвр}}$ – срок возврата инвестиций i -му источнику; $E_{\text{дох}}$ – коэффициент доходности для i -го источника инвестиций; $\gamma_{\text{инв}_i}^{\max}$ – максимальная доля финансирования инвестиций из i -го источника.

На базе приведенной методики разработана экономико-математическая модель оптимизации тарифа на передачу электроэнергии по электрической сети и оценки эффективности инвестиций в ее развитие на прогнозный период до пяти лет с использованием вышеперечисленных критериев.

Оптимизация проводится методом проекции градиента [9].

Таким образом, предлагаемая методика формирования тарифа на передачу электроэнергии и определения эффективности инвестиций в развитие электрических сетей в отличие от действующих методик включает следующие основные положения:

- использование различных критериев оптимальности, позволяющих адаптировать методику к решаемым задачам;
- наличие непосредственной взаимосвязи расчетного экономического эффекта капитальных вложений и фактического экономического эффекта реализации потребителям энергетической продукции с учетом экономических взаимоотношений сетевой организации с потребителями энергии, смежными организациями и с государством;
- учет технико-экономических показателей надежности электроснабжения потребителей на основе непосредственных расчетов технических характеристик и конфигурации электрических сетей и отраслевой структуры потребителей электроэнергии;
- включение в состав чистой прибыли сетевой организации расходов, обусловленных необходимостью возврата вложенного внешними инвесторами капитала и выплаты процентов по нему;
- учет и оптимизацию структуры источников финансирования инвестиций, ее влияние на экономические показатели сетевой организации и величину тарифа на передачу электроэнергии;
- корректное с технической и экономической позиций распределение себестоимости и тарифов по сетям различного класса напряжения.

Учет всех этих факторов объективно приводит к определенному увеличению эксплуатационных расходов и соответственно тарифов на передачу электроэнергии по сравнению с действующими методами, приближая их к реальным минимально необходимым значениям, обеспечивающим нормальное техническое и экономическое функционирование и развитие сетевой организации. Одновременно это повышение тарифов на передачу электроэнергии обуславливает некоторый рост потребительских (конечных) тарифов на электроэнергию, что негативно отразится на экономических показателях потребителей электроэнергии.

Пример расчета для одной из региональных распределительных сетевых компаний России с объемом потребления электроэнергии 11,75 млрд. кВт·ч, протяженностью ЛЭП 110-35-10(6) кВ 46,1 тыс. км и суммарной трансформаторной мощностью 110-35 кВ 10,2 млн. кВА. Перетоки электроэнергии по сетям различных классов напряжения и потери в сетях приведены на рис. 1.

Требуемые капиталовложения в схему развития Сетевой компании на период 2006-2010 гг. оцениваются проектной организацией в 7734 млн. руб. (без инвестиций в схемы присоединения новых потребителей за счет платы за технологическое присоединение). Базовая структура источников финансирования приводится ниже в процентах к объему инвестиций за вычетом амортизационной составляющей и централизованных фондов (последние в данном расчете приняты равными нулю):

- 1) прибыль – 75%;
- 2) банковские кредиты – 10% (кредит на пять лет под 15% годовых при ставке ЦБ 12%);
- 3) средства сторонних инвесторов – 15% (срок возврата не более восьми лет, доходность не менее 5,2% (доходность ГЦБ)).

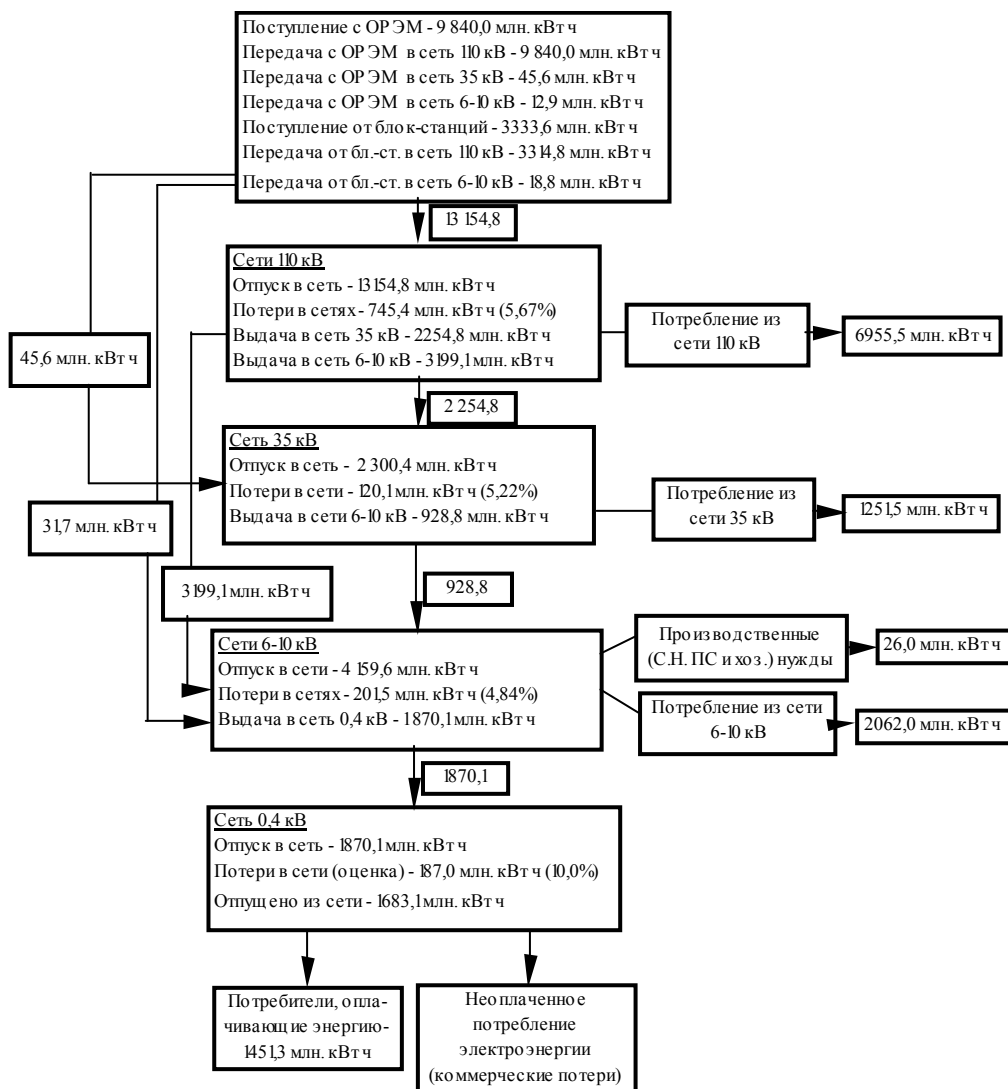


Рис. 1. Перетоки электроэнергии по сетям 110-0,38 кВ энергосистемы в отчетном году

Предельный тариф на прогнозный период принят в размере 40 коп/кВт·ч, или 114,8% относительно тарифа в отчетном году 34,845 коп/кВт·ч.

Оптимизация тарифа по критерию нормативного срока окупаемости акционерного капитала (т.е. вкладываемого сторонними инвесторами на возвратной основе) показала, что тариф на передачу электроэнергии 44,442 коп/кВт·ч обеспечивает окупаемость капитала сторонних инвесторов за восемь лет при доходности 0,3%.

При оптимизации тарифа по критерию нормативной доходности акционерного капитала сторонних инвесторов тариф на передачу энергии 44,907 коп/кВт·ч обеспечивает окупаемость капитала сторонних инвесторов за 5,74 года при минимальной доходности 5,2% (доходность ГЦБ).

Оптимизация тарифа по критерию нормативной доходности всего вложенного капитала показала, что при тарифе на передачу электроэнергии 45,465 коп/кВт·ч, доходность всего инвестиционного капитала достигает 5,88% (средневзвешенная доходность по ГЦБ и ставке рефинансирования ЦБ).

Наконец, оптимизация тарифа по критерию его предельного значения на планируемый период (40 коп/кВт·ч) требует ограничения инвестиций (без амортизации) на 24,8% (доходность всего капитала 3,05%) или ограничение производственных издержек (себестоимости) на 15,5% (доходность всего капитала 2,38%).

В заключение приведем сводную таблицу показателей тарифа на передачу электроэнергии по всем указанным критериям при различных структурах источников финансирования инвестиционного капитала (таблица).

Таблица

Зависимость тарифа на передачу электроэнергии от структуры финансирования инвестиций в развитие электрических сетей

Структура финансирования, %			Тарифы на передачу энергии при различных критериях, коп./кВт·ч					
Сторонние инвесторы	Банковские кредиты	Прибыль	Критерий 1	Критерий 2	Критерий 3	Критерий 4	Критерий 5	
							5.1	5.2
0,0	0,0	100,0	45,576	xxx	xxx	47,531	0,639	0,735
0,0	20,0	80,0	45,118	xxx	xxx	47,928	0,659	0,757
0,0	40,0	60,0	44,661	xxx	xxx	48,325	0,680	0,779
0,0	60,0	40,0	44,203	xxx	xxx	48,722	0,702	0,801
0,0	80,0	20,0	43,745	xxx	xxx	49,120	0,704	0,823
0,0	100,0	0,0	43,288	xxx	xxx	49,517	0,751	0,844
20,0	0,0	80,0	xxx	47,383	49,836	46,982	0,663	0,762
20,0	20,0	60,0	xxx	46,925	49,378	47,379	0,684	0,783

20,0	40,0	40,0	xxx	46,468	48,921	47,776	0,706	0,805
20,0	60,0	20,0	xxx	46,010	48,463	48,173	0,730	0,827
20,0	80,0	0,0	xxx	45,552	48,005	48,570	0,753	0,849
40,0	0,0	60,0	xxx	49,190	54,096	46,433	0,687	0,788
40,0	20,0	40,0	xxx	48,732	53,638	46,830	0,711	0,809
40,0	40,0	20,0	xxx	48,274	53,180	47,227	0,735	0,831
40,0	60,0	0,0	xxx	47,817	52,723	47,624	0,761	0,853
60,0	0,0	40,0	xxx	50,997	52,461	45,883	0,716	0,814
60,0	20,0	20,0	xxx	50,539	52,003	46,281	0,740	0,836
60,0	40,0	0,0	xxx	50,081	51,545	46,678	0,767	0,857
80,0	0,0	20,0	xxx	52,803	54,756	45,334	0,745	0,840
80,0	20,0	0,0	xxx	52,346	54,298	45,731	0,772	0,862
100,0	0,0	0,0	xxx	54,610	57,050	44,785	0,778	0,886

Примечание.

Критерий 1 – Минимизация неиспользованной прибыли (не используется при наличии сторонних инвесторов).

Критерий 2 – Обеспечение нормативного срока окупаемости капиталовложений сторонних инвесторов.

Критерий 3 – Обеспечение нормативной (минимально приемлемой) доходности капитала сторонних инвесторов.

Критерий 4 – Обеспечение нормативной (минимально приемлемой) доходности всех капиталовложений (за вычетом амортизации и платы за присоединение новых и расширяемых потребителей).

Критерий 5-1 – Обеспечение предельного тарифа с ограничением инвестиций.

Критерий 5-2 – Обеспечение предельного тарифа с сокращением производственных издержек.

Из приведенных данных следует, что при заданных условиях кредитования и использования средств сторонних инвесторов тариф на передачу электроэнергии снижается по мере сокращения удельного веса прибыли в финансировании капитальных вложений. При фиксированном предельном тарифе на передачу электроэнергии с ростом доли прибыли в финансировании инвестиций ограничение капиталовложений или производственных расходов во всех случаях снижается.

Доходность инвестиционного капитала и инфляция. При переходе на формирование прибыли сетевого предприятия посредством нормирования доходности инвестиций в основной капитал в зависимости от величины этой нормированной доходности можно ожидать роста тарифа на передачу электроэнергии и соответственно увеличения общей стоимости передачи электроэнергии при том же объеме ее передачи.

В соответствии с межотраслевым балансом производства и распределения продукции при этом произойдут следующие изменения в отраслях национальной экономики:

- в отрасли «Электроэнергетика» при неизменных производственных издержках (расходах) возрастут стоимость произведенной продукции, прибыль и налог на прибыль;
- в остальных производственных отраслях из-за увеличения стоимости затрат на электроэнергию увеличатся производственные издержки и, при условии сохранения в этих отраслях постоянства рентабельности к себестоимости, – стоимость их продукции и несколько меньшими темпами – прибыль;
- рост стоимости электроэнергии и продукции остальных производственных отраслей приведет к повышению стоимости личного и общественного потребления, что при сохранении неизменного фонда оплаты труда и единого социального налога вызовет снижение уровня жизни населения;
- все эти факторы в совокупности спровоцируют в национальной экономике рост инфляции.

Таким образом, действующая практика увеличения перспективных тарифов на величину прогноза инфляции принципиально ошибочна, так как именно это включение в тарифы только предполагаемых (но еще не существующих) коэффициентов инфляции и является одним из существенных стимуляторов роста инфляционного процесса в национальной экономике.

Зависимость роста инфляции и некоторых других показателей от темпа роста тарифа на электроэнергию показана на рис. 2 и 3.

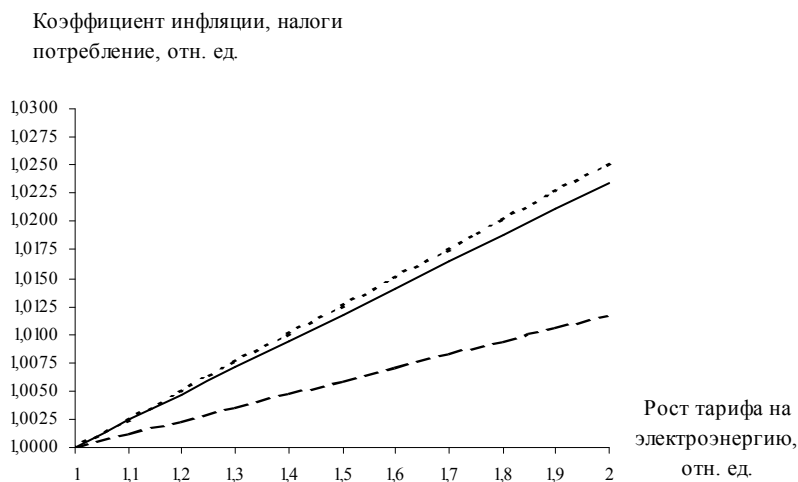


Рис. 2. Зависимость роста инфляции (—), суммарного налога на прибыль (---) и непроизводительного потребления (личного и общественного) (.....) от повышения тарифа на электроэнергию

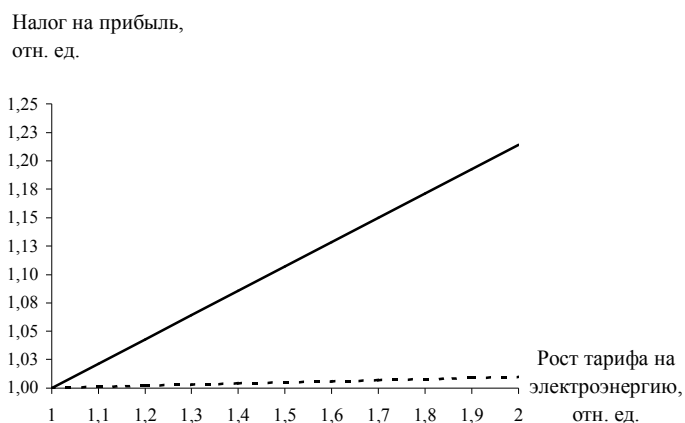


Рис. 3. Изменение налога на прибыль в электроэнергетике (—) и остальных отраслях экономики (----) с ростом тарифа на электроэнергию

Из приведенных данных следует, что при росте средневзвешенного тарифа на электроэнергию в 1,5 раза инфляция в национальной экономике РФ может возрасти не менее чем на 1,2% при общей инфляции в стране 9-10% в год.

* * *

Разработанная методика и экономико-математическая модель формирования тарифа на передачу электроэнергии и определения эффективности инвестиций в развитие электрических сетей позволяет оптимизировать экономику сетевой организации и определять оптимальную величину тарифа на передачу электроэнергии по сетям различных классов напряжения при различных условиях окупаемости и доходности инвестиций, финансируемых из различных источников.

При этом необходимо иметь в виду, что применение метода доходности инвестиционного капитала при определенных условиях и попытке «выбить» высокие процентные ставки может стимулировать рост инфляции до 1-1,5% в год.

Литература

1. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений // Экономическая газета, 1981, № 2, № 3.
2. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М.: Энергия, 1973.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Изд. 3-е перераб. и доп. / Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1985.
4. Хачатуров Т.С. Эффективность капитальных вложений. М.: Экономика, 1979.
5. Волькенгау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981.
6. Денисов В.И. Техничко-экономические расчеты в энергетике. Методы экономического сравнения вариантов. М.: Энергия, 1985.
7. Непомнящий В.А. Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения. Ташкент: Изд. «ФАН» АН УзССР, 1985.
8. Непомнящий В.А., Рябов В.С. Экономические проблемы государственного управления топливно-энергетическим комплексом. СПб: Энергоатомиздат, 2002.
9. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. Пер. с англ. / Под ред. М.Л. Быховского. М.: Мир, 1975.