

*А.Н. Кархов*

### **РЫНОЧНЫЙ И ЦЕЛЕВОЙ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКАМ ПЕРСПЕКТИВ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

*В статье рассматриваются модели сравнительных перспектив развития атомной энергетики при осуществлении заданного сценария роста суммарного производства электроэнергии в условиях рыночного ценообразования и в условиях целевого перекрестного субсидирования, направленного на снижение цены электроэнергии.*

Энергетической стратегией России на период до 2030 г. (ЭС-2030) [1] определены прогноз, целевые индикаторы долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и стратегические ориентиры энергетической политики, направленной на постепенный отказ от государственного регулирования цен и переход к рыночному ценообразованию. Стратегической целью является формирование энергетических рынков с высокими уровнями конкуренции и механизмами биржевой торговли, обеспечивающими наибольшую эффективность производства. Вместе с тем существенная трансформация мировых энергетических рынков и снижение темпов экономического роста потребовали корректировки стратегии ЭС-2030 и ее пролонгации до 2035 г. (ЭС-2035) [2]. В преемственную структуру стратегии ЭС-2035 добавлен раздел о целевом топливно-энергетическом балансе России, в частности, об увеличении доли атомной энергии с 16 до 22-23% к 2035 г. Предлагается рассматривать экономические интересы предприятий в увязке с задачами и целями государственной энергетической политики. При этом наряду с рыночным ценообразованием необходимо совершенствование методов целевого регулирования и перекрестного субсидирования. В качестве механизма осуществления государственной энергетической политики предусмотрено согласованное тарифное, налоговое и антимонопольное регулирование.

При обсуждении положений ЭС-2035 [2; 3] уделено особое внимание решению проблемы перекрестного субсидирования, внесены предложения по установлению объемов и принципов его распределения. Под субсидированием может подразумеваться привлечение различных внешних (госбюджетных, региональных и др.) средств в энергетику. Вместе с тем энергетика имеет возможность эффективно развиваться путем как непосредственного реинвестирования рыночной прибыли, так и перекрестного субсидирования, т. е. перераспределения части прибыли, получаемой некоторыми из участников рынка, с целью повышения общественной эффективности всей энергосистемы. Далее представлен модельный сравнительный анализ поэтапного развития секторов органической и атомной электроэнергетики в условиях товарного рынка и целевого перекрестного субсидирования. Показывается также, насколько переход к перекрестному субсидированию может влиять на показатели фондового рынка.

**Моделирование развития энергетики в условиях товарного рынка и перекрестного субсидирования.** В работе [4] проведен подробный анализ структуры общего дохода фирмы, включающего текущие издержки (оплату потребляемых природных, материальных и трудовых ресурсов), амортизацию износа основного оборудования, бухгалтерскую прибыль в виде суммы процентного дохода на капитал и экономической прибыли. Обсуждаются и сравниваются существующие представления о естественной цели фир-

мы: «классическое представление» – максимизация нормы прибыли, и «неоклассическое представление» – получение максимальной прибыли. В настоящее время в микроэкономической теории и практике в качестве основной концепции принято «неоклассическое представление» [5]. Вместе с тем в работе [4] утверждается, что в экономическом анализе необходимо вернуться к «классическому представлению», что подкреплено результатами проведенного далее модельного анализа.

В работе [6] представлена модель, в которой получаемая с использованием энергетических технологий экономическая прибыль [4] направляется на реинвестирование непосредственно в эти же технологии. Показывается, как можно оценивать перспективы развития ТЭС и АЭС в условиях равновесного энергетического рынка. Возможные темпы роста производства электроэнергии каждой из технологий ТЭС и АЭС при реинвестировании экономической прибыли определяются выражением:

$$\Delta q = (P - C)q/R, \quad (1)$$

где  $q$  – годовое производство (выработка) электроэнергии (МВт·ч/год);  $\Delta q$  – годовой прирост данного производства (МВт·ч/год<sup>2</sup>);  $R=K/q$  – удельные инвестиции в развитие производства (долл. год/МВт·ч), где  $K$  – суммарные инвестиции (долл.);  $P$  – цена (удельный доход, долл./МВт·ч) и  $C$  – стоимость (удельные экономические издержки, долл./МВт·ч) производства электроэнергии;  $(P-C)$  – экономическая прибыль от продажи электроэнергии (долл./МВт·ч). Выражение (1) определяет *динамическую цену*:

$$P = C + RY, \quad (2)$$

где  $Y=\Delta q/q$  – темп роста производства (1/год);  $RY$  – прибыль, необходимая для обеспечения роста производства темпом  $Y$ . Выражение цены (2) является более общим относительно известного выражения удельных *приведенных* (дисконтированных) *затрат*:

$$P_1 = C + RE, \quad (3)$$

где  $E(1/год)$  – «процент на капитал», назначаемый финансовой системой (банками). В выражении (3) *экономическая прибыль* отсутствует и на инвестирование предполагается направлять непосредственно *процентный доход на капитал* [4, рис. 1]<sup>1</sup>.

В условиях развивающегося энергетического рынка, включающего несколько различных технологий (участников рынка) со стоимостями производства  $C_i$  и показателями удельных инвестиций  $R_i$ , устанавливается единая равновесная (рыночная) цена электроэнергии  $P_m$ , при которой развитие каждой  $i$ -й технологии происходит индивидуальным темпом  $Y_i$ , определяемым, согласно выражению (2), системой уравнений [6]:

$$Y_i = (P_m - C_i)/R_i. \quad (4)$$

На основании балансов производства, записываемых в виде:  $q = \sum q_i$  и  $\Delta q = \sum \Delta q_i$ , при известных значениях рыночных долей участников рынка  $S_{1..}, S_{i..}, S_n$  ( $\sum S_i = 1$ ), уравнение баланса темпов роста технологий и всего рынка записывается как:

$$Y_m = S_1 Y_1 + \dots + S_i Y_i + \dots + S_n Y_n, \quad (5)$$

где  $Y_m$  – темп роста спроса (потребления) электроэнергии. Рынок электроэнергии обычно считается регулируемым, поскольку темп роста  $Y_m$  задается, согласно прогнозу (стратегии) роста потребления электроэнергии. В этом случае рыночная цена, определяемая системой уравнений (4) и (5), представляется в динамическом виде:

$$P_m = C_m + R_m Y_m, \quad (6)$$

где  $R_m = 1/\sum(S_i/R_i)$  – рыночный индикатор удельных инвестиций и  $C_m = R_m \sum(S_i C_i/R_i)$  – рыночный индикатор удельной стоимости производства, которые зависят от изменяю-

<sup>1</sup> Отличие выражения (2) от (3) состоит в основном в том, что некоторая заданная величина  $E$  заменена на величину  $Y$ , определяемую динамикой развития производства. Приведенные затраты (3) могут использоваться исключительно при анализе условий «первоначального накопления капитала», когда необходимая сумма инвестиций может быть получена в банке под некоторый «процент»  $E$ . После возмещения заемного капитала величина  $E$  перестает быть показателем эффективности инвестиционного проекта, поскольку таким показателем становится прибыль  $RY$ . В условиях рассматриваемых стратегий ЭС-2030 и ЭС-2035 развивающиеся технологии ТЭС и АЭС фактически не должны нуждаться в первоначальном накоплении капитала, поэтому дальнейший анализ основан на исследовании поведения динамических цен (2).

щихся со временем рыночных долей  $S_i(t)$  участников рынка. Подстановка значения полученной рыночной цены (6) в уравнения системы (4) позволяет определить прибыль и индивидуальные темпы роста каждого из участников рынка в заданный момент времени  $t$ :

$$Y_i(t) = (C_m(t) - C_i)/R_i + R_m(t)Y_m/R_i. \quad (7)$$

Выражение (7) показывает, что стремление каждой фирмы к максимальной норме прибыли обеспечивает максимальный темп роста в условиях конкурентного рынка, и следовательно, основополагающим оказывается «классическое представление» о цели фирмы.

В условиях энергетического рынка [6], включающего трех участников – ПГУ на газе, ПГУ на угле и АЭС – и развивающегося темпом  $Y_{m3}$ , устанавливается рыночная цена электроэнергии  $P_{m3}$  и индивидуальные темпы  $Y_{g3}$ ,  $Y_{c3}$  и  $Y_{np3}$ , определяемые соответственно выражениями (6) и (7). Вместе с тем получаемые значения рыночных темпов роста АЭС могут оказаться неприемлемыми по ряду причин экономического или общественно-политического характера. В частности, может быть принято решение развивать атомную энергетику иными темпами, чем определяемые энергетическим рынком ( $Y_{np3}$ ). В этом случае может возникать перекрестное субсидирование, существенно меняющее рыночные отношения в энергетике. Рассмотрим модель развития электроэнергетики, когда парогазовые установки на газе и на угле (ПГУ) используются в условиях регулируемого рынка ТЭС, тогда как темп роста атомной энергетики задается посредством целевого регулирования. В этом случае развитие ТЭС определяется моделью (4-7), а для атомной энергетики следует использовать непосредственно выражения (2) и (4). При этом будем полагать, что целевой рост АЭС, определяемый темпом  $Y_{np}$  и соответственно ценой  $P_{np}$ , обеспечивает некоторую заданную долю всего роста спроса в энергосистеме, тогда как остающаяся доля роста спроса на электроэнергию должна будет удовлетворяться рынком ТЭС, развивающимся, согласно (5), темпом:

$$Y_{m2} = (Y_{m3} - S_{np}Y_{np})/S_{m2}, \quad (8)$$

где  $S_{m2}$  – доля рынка ТЭС;  $S_{np}$  – доля АЭС в энергосистеме ( $S_{m2} + S_{np} = 1$ ). При этом сохраняется равновесие между ПГУ на газе и ПГУ на угле при рыночной цене  $P_{m2}$ , определяемой выражением (6) для условий рынка ТЭС. Подстановка темпа  $Y_{m2}$  и соответствующих показателей рынка ТЭС в выражение (7) позволяет определить равновесные темпы роста технологий ПГУ на газе и ПГУ на угле.

В случае *перекрестного субсидирования* для потребителей электроэнергии должна быть установлена системная цена (тариф):

$$P_s = S_{m2}P_{m2} + S_{np}P_{np}. \quad (9)$$

На основании выражения (9) определяются ценовые показатели перекрестного субсидирования:  $\Delta P_{m2s}$  для рынка ТЭС и  $\Delta P_{nps}$  для АЭС в виде:

$$\Delta P_{m2s} = P_{m2} - P_s = S_{np}(P_{m2} - P_{np}), \quad (10)$$

$$\Delta P_{nps} = P_{np} - P_s = S_{m2}(P_{np} - P_{m2}). \quad (11)$$

При наличии перекрестного субсидирования также оказывается отличной от нуля разница цен потребления электроэнергии в условиях рынка ТЭС+АЭС или отдельно рынка ТЭС и целевого роста АЭС:

$$\Delta P_{m3s} = P_{m3} - P_s. \quad (12)$$

Из выражений (10) и (11) следует, что показатели перекрестного субсидирования  $\Delta P_{m2s}$  и  $\Delta P_{nps}$  всегда имеют разные знаки, поскольку в общем случае цены  $P_{np}$  и  $P_{m2}$  не совпадают по величине<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Совпадение ( $P_{np} = P_{m2}$ ) может иметь место только в случае, когда цена электроэнергии АЭС окажется равной цене общего рынка ТЭС+АЭС ( $P_{m3}$ ), т.е. когда целевое регулирование АЭС отсутствует. В этом случае системная цена также окажется равной цене общего рынка ( $P_s = P_{m3}$ ) и наступает равенство  $\Delta P_{m2s} = \Delta P_{nps} = \Delta P_{m3s} = 0$ , выражающее наличие рыночного равновесия и отсутствие перекрестного субсидирования.

Таким образом, для оценки эффективности перекрестного субсидирования следует использовать одновременно модель целевого развития, т.е. развития атомной энергетики с некоторым заданным темпом роста  $Y_{np}$ , и общую рыночную модель энергосистемы ТЭС+АЭС, согласно которой атомная энергетика развивается в условиях общего рыночного равновесия. Сопоставление результатов этих моделей позволяет корректно оценивать влияние перекрестного субсидирования на общую экономическую эффективность энергосистемы. Для еще более общей оценки экономической эффективности атомной энергетики следует также использовать модель только рынка ТЭС, на котором влияние АЭС отсутствует ( $S_{np}=0$ ). Сравнение результатов этих трех моделей позволит сопоставлять различные подходы к оценкам вклада атомной энергетики в экономику энергосистемы.

**Модель конкуренции на фондовом рынке.** Модель используется для оценки фирмами инвестиционной привлекательности активов (в частности, технологий ТЭС и АЭС), которая определяется величиной *чистого дисконтированного дохода* (ЧДД или Net Present Value,  $NPV$ ) [5], т.е. посредством суммирования (с учетом дисконта) экономической прибыли за срок реализации инвестиционного проекта:

$$NPV = \sum_0^T q(P-C)/(1+r)^t, \quad (13)$$

где  $r$  – норма дисконтирования;  $T$  – срок службы оборудования («горизонт планирования») проекта. Согласно «неоклассическому представлению», наиболее привлекательным для фирмы является инвестиционный проект, приносящий наибольшую величину  $NPV$ . В условиях стационарного режима, когда цены и удельные затраты постоянны во времени, суммарная прибыль каждого  $i$ -го участника рынка равна [6; 7]:

$$NPV_i = (P - C_i)q_i T_{efi}, \quad (14)$$

где  $T_{efi} = (1 - e^{-r \cdot T_i})/r$  – эффективный срок службы инвестиционного проекта [6]. При этом относительная капитализация проекта (по сравнению с первоначальными инвестициями) определяется выражением:

$$Kap_i = 1 + Y_i T_{efi}, \quad (15)$$

где  $Y_i$  – темп роста  $i$ -го проекта, определяемый выражением (4).

Согласно выражению (15), максимальная норма прибыли фирмы обеспечивается при наибольшем темпе роста  $Y_i$  в условиях товарного рынка, что приводит к наибольшей капитализации (цене активов)  $Kap_i$  (15) на фондовом рынке<sup>3</sup>.

Используя выражение (15), оценим изменение показателей капитализации технологий при переходе от *общего рынка ТЭС+АЭС* к *целевому регулированию АЭС* и соответствующей *перекрестной капитализации* ТЭС и АЭС посредством следующих выражений:

$$\Delta Kap_g = (Kap_{g2} - Kap_{g3}) = (Y_{g2} - Y_{g3}) T_{efg}, \quad (16)$$

$$\Delta Kap_c = (Kap_{c2} - Kap_{c3}) = (Y_{c2} - Y_{c3}) T_{efc}, \quad (17)$$

$$\Delta Kap_{np} = (Kap_{np} - Kap_{np3}) = (Y_{np} - Y_{np3}) T_{efnp}, \quad (18)$$

где  $Kap_{g2}$ ,  $Y_{g2}$  и  $Kap_{c2}$ ,  $Y_{c2}$  – величины капитализации и темпы роста соответственно ПГУ на газе и ПГУ на угле в условиях рынка ТЭС;  $Kap_{g3}$ ,  $Y_{g3}$ ,  $Kap_{c3}$ ,  $Y_{c3}$  и  $Kap_{np3}$ ,  $Y_{np3}$  – величины капитализации и темпы роста конкурирующих технологий в условиях общего рынка ТЭС+АЭС;  $Y_{np}$  и  $Kap_{np}$  – темп роста и капитализация АЭС, задаваемые целевым развитием атомной энергетики.

Все показатели  $\Delta Kap_i$  оказываются равными нулю, если развитие происходит в условиях общего рынка ТЭС+АЭС и перекрестное субсидирование отсутствует. Когда при целевом развитии атомной энергетики ее темпы роста будут выше, чем в условиях общего рынка ТЭС+АЭС ( $Y_{np} > Y_{np3}$ ), это приведет к большей капитализации АЭС (18) по

<sup>3</sup> Таким образом, всегда преимущество принадлежит «классическому представлению» о цели фирмы, тогда как «неоклассическое представление» не может считаться самостоятельным. В частности, из выражения (15) следует, что при  $Y_i=0$  (и  $Kap_i=1$ ) любая  $i$ -я технология, не приносящая прибыли на товарном рынке, не может быть перспективной также и на фондовом рынке.

сравнению с рыночной ( $\Delta K_{ар_{np}} > 0$ ), однако также к возрастанию цены потребления электроэнергии:  $P_s > P_{m2}$  (9). Напротив, при  $Y_{np} < Y_{np2}$  капитализация АЭС окажется ниже рыночной и затраты потребителей также могут снизиться ( $P_s < P_{m2}$ ). При целевом регулировании развития АЭС также могут изменяться показатели капитализации ПГУ на газе и ПГУ на угле, соответствующие условиям рынка ТЭС, и показатели перекрестной капитализации  $\Delta K_{ар_g}$ ,  $\Delta K_{ар_c}$ . Как будет показано далее, всегда при увеличении капитализации АЭС снижается капитализация ТЭС, и наоборот.

**Примеры моделирования целевого подхода и перекрестного субсидирования.**

Далее они выполняются по отношению к прогнозу спроса на электроэнергию в Европейской части единой энергосистемы (ЕЕЭС) РФ. Объемы и темпы роста производства электроэнергии задаются (табл. 1) сценарием «инерционного экономического роста» [8], согласно которому вплоть до 2020 г. темп прироста спроса и производства электроэнергии составит 1,45% в год, затем вплоть до 2035 г. предполагается темп прироста 1,21%. Прогнозируемые в ЭС-2035 [2] значения темпов роста оказываются практически такими же, как и в работе [8]. В табл. 1 также представлены прогнозные значения цен газа и угля [9] для ЕЕЭС (в ценах 2010 г.). Цена ядерного топлива на рассматриваемом временном интервале полагалась неизменной [6].

Таблица 1

Прогнозные показатели роста спроса, годовой выработки электроэнергии, цен газа и угля в ЕЕЭС

Показатель	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
Темпы прироста спроса, %	1,45	1,45	1,21	1,21	1,21	1,21
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч/год	690	740	795	846	900	968
Цены газа, долл./1000 куб. м	100	127	158	175	190	204
Цены угля, долл./т у.т.	65,5	70,5	75,5	80,5	86,5	86,5

Источники: [8; 9].

Для рассматриваемых ниже вариантов оценок принимался одинаковый прогноз годовой выработки электроэнергии в ЕЕЭС (табл. 1, за вычетом ГЭС) независимо от того, какая модель развития применяется: общий рынок ТЭС+АЭС; рынок ТЭС и целевой подход к регулированию развития АЭС; только рынок ТЭС, когда доля АЭС ( $S_{np}$ ) равна нулю.

В оценках производства электроэнергии на ТЭС использовались технико-экономические показатели перспективных технологий [10], согласно которым удельные инвестиции в ПГУ на газе принимались равными 625 долл./кВт; инвестиции в парогазовые установки с газификацией угля (ПГУ на угле) – 1500 долл./кВт. Инвестиции в АЭС принимались равными 2500 долл./кВт или 4000 долл./кВт. В стоимость вырабатываемой АЭС электроэнергии включались страховые взносы при вероятности тяжелой аварии  $5 \cdot 10^{-4}$  (1/год), последствия которой могут сказываться только на площадке АЭС; также из прибыли ТЭС и АЭС вычитался налог 20%. В представленных далее оценочных расчетах норма дисконта принималась равной 3% в год, при которой эффективные сроки службы оказываются [6]: для ПГУ на газе при  $T_g=40$  лет имеем  $T_{efg}=23,3$  года; для ПГУ на угле при  $T_c=35$  лет имеем  $T_{efc}=21,7$  года; для АЭС при  $T_{np}=60$  лет имеем  $T_{efnp}=27,8$  года.

На рис. 1 показаны полученные на моделях рынка и целевого регулирования графики динамики цен электроэнергии, вырабатываемой ТЭС и АЭС, при использовании перекрестного субсидирования в соответствии с данными табл. 1.

Кривая 1 служит для оценки общего влияния АЭС на энергосистему, показывая рыночную цену электроэнергии ( $P_{m2}$ ), которая формируется при использовании исключительно ТЭС заданным темпом роста суммарного производства, т.е. в случае, если бы АЭС вообще отсутствовали в энергосистеме.

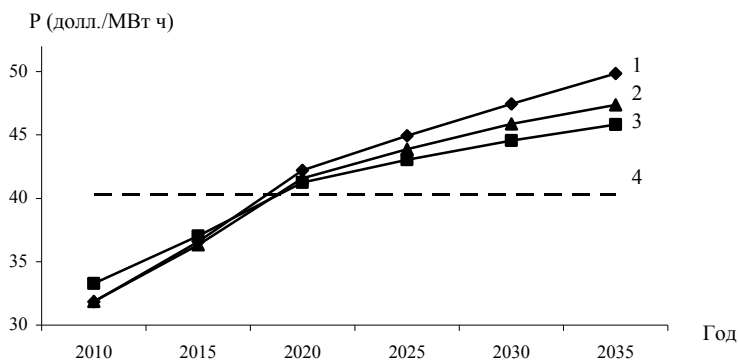


Рис. 1. Прогноз динамики цен электроэнергии при  $K_{np} = 2500$  долл./кВт,  $Y_{np} = 3\%/г.$ :

1. цена  $P_{m2}$  – только рынка ТЭС без АЭС ( $S_{np}=0$ );
2. цена  $P_{m3}$  – общего рынка ТЭС+АЭС;
3. системная цена  $P_s$  – рынка ТЭС и целевого роста АЭС;
4. цена АЭС при  $Y_{np}=3\%/г.$ :  $P_{np} = 40,33$  долл./МВт·ч

Кривая 2 определяет равновесную цену электроэнергии ( $P_{m3}$ ), которая должна устанавливаться на общем рынке ТЭС+АЭС. В этом случае атомная энергетика развивается посредством реинвестирования получаемой рыночной прибыли, не подвергаясь целевому регулированию. Сравнение кривых 1 и 2 показывает, что инвестирование в АЭС после 2020 г. экономически эффективно, поскольку равновесная цена общего рынка ТЭС+АЭС окажется ниже цены рынка ТЭС при отсутствии АЭС.

Кривая 3 демонстрирует влияние целевого регулирования АЭС при заданном темпе роста атомной генерации  $Y_{np}=3\%/г.$  и перекрестном субсидировании с рынком ТЭС, вследствие чего системная цена ( $P_s$ ) электроэнергии оказывается ниже цены общего рынка ТЭС+АЭС приблизительно на 1,2 долл./МВт·ч в 2030 г. и на 1,5 долл./МВт·ч в 2035 г. Линия 4 показывает цену электроэнергии АЭС ( $P_{np}$ ) при целевом темпе роста  $Y_{np}=3\%/г.$  на всем рассматриваемом временном интервале (обоснование выбора такой величины темпа приводится далее).

Влияние перекрестного субсидирования между рынком ТЭС и целевыми АЭС на цену электроэнергии (пересечение кривых 2 и 3 на рис. 1) более четко показано на рис. 2 посредством использования выражений (10-12).

На рис. 2 кривая 1 определяет удельную величину перекрестного субсидирования, которая должна будет до 2019 г. отбираться у рынка ТЭС ( $\Delta P_{m2s} < 0$ ) и направляться на инвестирование АЭС, и наоборот, после 2019 г. передаваться от АЭС рынку ТЭС ( $\Delta P_{m2s} > 0$ ). Кривая 2 показывает удельную величину перекрестного субсидирования, получаемого АЭС от ТЭС ( $\Delta P_{nps} > 0$  до  $\approx 2019$  г.) и отбираемого у АЭС в пользу ТЭС ( $\Delta P_{nps} < 0$  после 2019 г.). Кривая 3 показывает разность между общей рыночной ценой  $P_{m3}$  и системной ценой  $P_s$ . Как видно, все три зависимости пересекаются в одной точке (около 2019 г.), где системная и рыночная цены становятся равны:  $P_s = P_{m3} \approx 40$  долл./МВт·ч, что подтверждает выводы о свойствах перекрестного субсидирования, сделанные выше (10-12), и указывает на корректность используемой модели целевого регулирования.

Представленные на рис. 1 и 2 графики показывают, что снижение цены электроэнергии за счет перекрестного субсидирования в данном случае можно осуществить только после 2019 г. До этого срока системная цена электроэнергии будет выше рыночной ( $\Delta P_{m3s} > 0$ ) вследствие того, что целевой темп роста выработки электроэнергии на АЭС

( $Y_{np}$ ) выше темпов роста атомной генерации в условиях рынка ТЭС+АЭС ( $Y_{np3}$ ), и использовать перекрестное субсидирование при  $Y_{np}=3\%/г.$  до 2019 г. представляется невыгодным для потребителей и для государства.

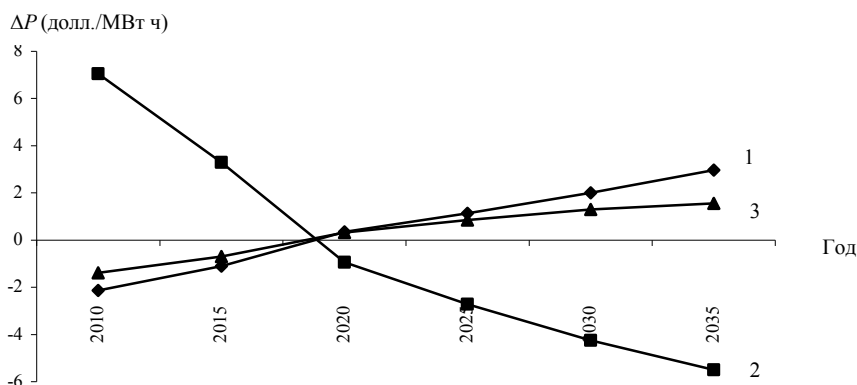


Рис. 2. Отличие цен электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС ( $P_{m2}$ ) и АЭС ( $P_{np}$ ), от системной цены ( $P_s$ ) и отличие системной цены ( $P_s$ ) от общей рыночной цены ( $P_{m3}$ ) при удельных инвестициях в АЭС  $K_{np}=2500$  долл./кВт и темпе роста атомной генерации  $Y_{np}=3\%/г.$   
 1. субсидирование ТЭС:  $\Delta P_{m2s}=P_{m2}-P_s$ ; 2. субсидирование АЭС:  $\Delta P_{nps}=P_{np}-P_s$ ;  
 3. разность между равновесной ценой рынка ТЭС+АЭС и системной ценой электроэнергии в условиях перекрестного субсидирования и целевого роста атомной генерации:  $\Delta P_{m3s}=P_{m3}-P_s$

На рис. 3 показывается состояние капитализации технологий АЭС и ПГУ (на газе и на угле) при целевом росте АЭС темпом  $Y_{np}=3\%/г.$ , где в качестве базовых значений используются показатели капитализации технологий общего рынка ТЭС+АЭС ( $Kap_{g3}$ ,  $Kap_{c3}$  и  $Kap_{np3}$ ).

На рис. 3 кривая 1 показывает изменение капитализации  $\Delta Kap_g$  технологии ПГУ на газе при переходе от общих рыночных условий ( $Kap_{g3}$ , рынок ТЭС+АЭС) к целевому регулированию АЭС ( $Kap_{g2}$ ). Кривая 2 показывает аналогичное изменение  $\Delta Kap_c$  капитализации ПГУ на угле. И наконец, кривая 3 показывает изменение капитализации АЭС при переходе от общего рынка ТЭС+АЭС ( $Kap_{np3}$ ) к целевому регулированию ( $Kap_{np}$ ).

Как видно на рис. 3, тенденции, выражаемые кривыми 1 и 2, выглядят сходно. При целевом росте АЭС до наступления рыночного равновесия (около 2019 г.) капитализация технологий ПГУ (на газе и на угле) оказывается ниже (на 6-16%) той, которая должна иметь место в условиях общего рынка ТЭС+АЭС. Это означает, что до 2019 г. целевой рост АЭС будет происходить за счет прибыли, получаемой при использовании технологий ПГУ. При этом капитализация АЭС (кривая 3) оказывается выше рыночной вплоть до наступления рыночного равновесия.

После 2019 г. рыночное равновесие ПГУ с АЭС опять будет нарушено, однако капитализация ПГУ на газе и ПГУ на угле должна возрасти к 2035 г. соответственно на 31 и 12% по сравнению с рыночной, что означает увеличение прибыли этих технологий по сравнению с той, которая может быть получена в условиях общего рынка ТЭС+АЭС. При этом дополнительная прибыль АЭС передается ПГУ, поскольку целевой темп роста атомной генерации ( $Y_{np}=3\%/г.$ ) оказывается ниже рыночного темпа роста ( $Y_{np}<Y_{np3}$ ). Капитализация АЭС (кривая 3) после 2019 г. будет оставаться ниже рыночной вплоть до 2035 г. Сопоставление рис. 2 и рис. 3 показывает, что дости-

гаемое посредством целевого регулирования (и соответствующего перекрестного субсидирования) снижение цены потребления электроэнергии одновременно сопровождается снижением капитализации, т. е. некоторым уменьшением инвестиционной привлекательности проектов АЭС.

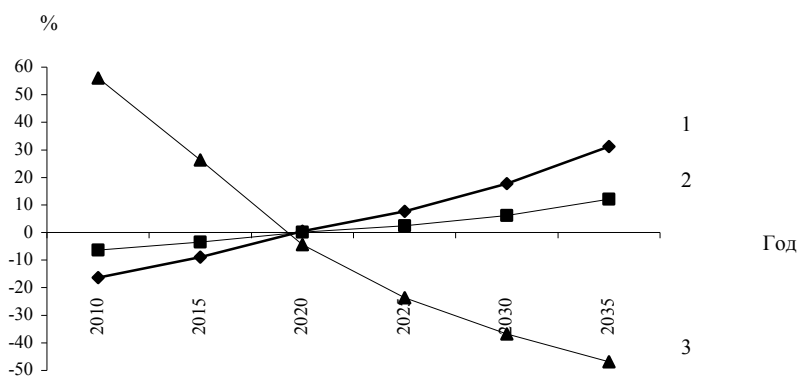


Рис. 3. Изменение капитализации ПГУ и АЭС при целевом темпе роста атомной генерации  $Y_{np}=3\%/г.$  относительно капитализации в условиях общего рынка ТЭС+АЭС при удельных инвестициях в АЭС  $K_{np}=2500$  долл./кВт, %:  
 1. прирост капитализации ПГУ на газе:  $\Delta Kap_g = Kap_{g2} - Kap_{g3}$ ;  
 2. прирост капитализации ПГУ на угле:  $\Delta Kap_c = Kap_{c2} - Kap_{c3}$ ;  
 3. прирост капитализации АЭС:  $\Delta Kap_{np} = Kap_{np} - Kap_{np3}$

На рис. 4 представлены зависимости прогнозируемых в 2035 г. цен общего рынка ТЭС+АЭС ( $P_{m3}$ ) и системных цен ( $P_s$ ) от целевых темпов роста атомной энергетики ( $Y_{np}$ ) при цене газа в 2035 г. равной 204 долл./1000 куб м. Линия 1 показывает уровень рыночной цены  $P_{m3}=47,39$  долл./МВт·ч для случая, когда удельные капиталовложения в АЭС составляют  $K_{np}=2500$  долл./кВт, тогда как кривая 2 выражает зависимость системной цены ( $P_s$ ) от целевых темпов роста ( $Y_{np}$ ).

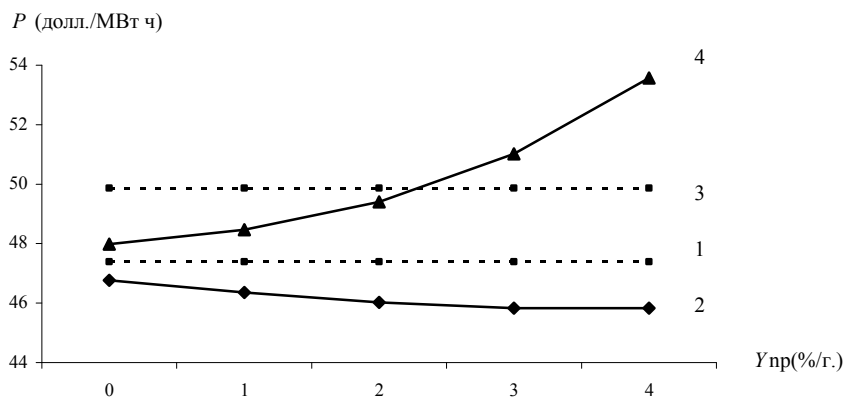


Рис. 4. Прогноз соотношения рыночных и системных цен электроэнергии в 2035 г. в зависимости от целевых темпов роста ( $Y_{np}$ ) атомной энергетики:  
 При  $K_{np} = 2500$  долл./кВт: линия 1 – рыночная цена  $P_{m3}$ ; линия 2 – системная цена  $P_s$ ;  
 При  $K_{np} = 4000$  долл./кВт: линия 3 – рыночная цена  $P_{m3}$ ; линия 4 – системная цена  $P_s$



Как видно, в интервале  $0 \leq Y_{np} \leq 4\%/г.$  выполняется соотношение  $P_s < P_{m3}$ , что указывает на большую экономическую эффективность энергосистемы в условиях целевого регулирования АЭС, чем в условиях общего рынка ТЭС+АЭС. Поскольку при  $K_{np}=2500$  долл./кВт минимальное значение системная цена ( $P_s$ ) получает при темпах роста  $Y_{np} \approx 3\%/г.$ , для демонстрации влияния перекрестного субсидирования на системную цену электроэнергии выше использовалось именно это значение целевого темпа роста атомной энергетики.

Как видно на рис. 4, с приближением целевых темпов роста атомной генерации к нулю системная цена ( $P_s$ ) (кривая 2) приближается к рыночной цене ( $P_{m3}$ ) (линии 1), поскольку при малых темпах роста значительно снижается доля АЭС ( $S_{np} < S_{np3}$ ) в энергосистеме (табл. 2). Поэтому отбираемой у АЭС прибыли для перекрестного субсидирования оказывается недостаточно для существенного увеличения темпа роста рынка ТЭС с целью достижения задаваемых спросом темпов роста всей энергосистемы.

Таблица 2

Доли АЭС в суммарной выработке электроэнергии в ЕЕЭС при рыночном ( $Y_{np3}$  и  $S_{np3}$ ) или целевом ( $Y_{np}$  и  $S_{np}$ ) росте АЭС, %\*

Показатель	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
Рыночный темп $Y_{np3}$ (%/год)	1,0	2,1	3,3	3,9	4,3	4,7
$S_{np3}$ при $K_{np} = 2500$ долл./кВт	23,2	23,15	24,4	27,3	31,3	36,7
$S_{np3}$ при $K_{np} = 4000$ долл./кВт	23,2	21,5	20,6	20,6	21,0	21,9
$S_{np}$ при целевом темпе, %/год:						
$Y_{np} = 0$	23,2	21,6	20,1	18,9	17,8	16,7
$Y_{np} = 1$	23,2	22,7	22,2	21,9	21,7	21,5
$Y_{np} = 2$	23,2	23,8	24,5	25,4	26,4	27,5
$Y_{np} = 3$	23,2	25,0	27,0	29,4	32,1	35,0
$Y_{np} = 4$	23,2	26,3	29,7	34,0	38,9	44,6

\* Расчеты автора.

На рис. 4 также представлен вариант прогноза к 2035 г. общей рыночной цены (линия 3,  $P_{m3}=49,87$  долл./МВт·ч) и системной цены ( $P_s$ ) (кривая 4) для случая, если удельные инвестиции в АЭС составят  $K_{np}=4000$  долл./кВт, что также подтверждает эффективность целевого регулирования атомной энергетики. В этом случае кривая 4 показывает снижение системной цены относительно рыночной ( $P_s < P_{m3}$ ) в интервале темпов роста  $0 \leq Y_{np} < 2,2\%/г.$  Таким образом показано, что посредством перекрестного субсидирования появляется возможность целенаправленно снижать цену потребления электроэнергии по сравнению с рыночной ценой и в определенных пределах управлять рынком электроэнергии.

Возможности целевого регулирования энергосистемы несколько более подробно, чем на рис. 1-3, иллюстрируются табл. 3, где представлены модельные оценки возможностей развития атомной энергетики как в условиях общего рынка ТЭС+АЭС, так и целевого регулирования в том случае, если удельные капиталовложения в АЭС составят  $K_{np}=4000$  долл./кВт. В соответствии с рис. 4, для сравнения в табл. 3 приведены результаты, полученные при целевом темпе роста атомной генерации  $Y_{np}=1\%/г.$  Для сравнения привлекаются такие показатели общего рынка ТЭС+АЭС, как рыночная цена электроэнергии  $P_{m3}$ ; разность цен ( $P_{m0} - P_{m3}$ ), где  $P_{m0}$  – цена электроэнергии на рынке ТЭС при отсутствии атомной энергетики ( $S_{np}=0$ );  $Y_{np3}$  – рыночный темп роста и  $Cap_{np3}$  – капитализация АЭС в условиях общего рынка ТЭС+АЭС. Показатели общего рынка в верхних строках табл. 3 показывают, что использование АЭС при  $K_{np}=4000$  долл./кВт в условиях рыночного равновесия с ПГУ (на газе и угле) является экономически неэффективным, поскольку рыночная

цена электроэнергии при использовании АЭС выше на всем временном интервале:  $P_{m0} - P_{m3} < 0$ . Однако если АЭС до 2010 г. уже построены, и следовательно их доля на рынке отлична от нуля (см. табл. 2), то после 2015 г. атомная энергетика в условиях рынка может эффективно развиваться, поскольку ее темпы роста будут положительными ( $Y_{np3} > 0$ ) и соответственно, капитализация будет выше единицы ( $Kap_{np3} > 100\%$ ).

Таблица 3

Изменение цен электроэнергии и капитализации при переходе от рыночного к целевому росту АЭС при удельных инвестициях в АЭС  $K_{np} = 4000$  долл./кВт \*

Показатель	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
Общий рынок ТЭС+АЭС						
$P_{m0}$ , долл./МВт·ч	31,85	36,59	42,21	44,94	47,46	49,85
$\Delta P_{m03} = P_{m0} - P_{m3}$ , долл./МВт·ч	-0,53	-0,35	-0,22	-0,11	-0,06	-0,02
Рыночный темп $Y_{np3}$ , %/год	-0,4	0,3	1,1	1,5	1,9	2,2
$Kap_{np3}$ , %	89,1	108,0	130,7	141,6	151,8	161,5
Целевой темп $Y_{np} = 1\%$ /год						
$P_s$ , долл./МВт·ч	34,16	37,86	42,31	44,44	46,49	48,46
$\Delta P_{m3s} = P_{m3} - P_s$	-1,78	-0,92	0,12	0,61	1,04	1,40
$\Delta P_{m0s} = P_{m0} - P_s$	-2,31	-1,27	-0,10	0,50	0,97	1,38
$\Delta P_{nps} = P_{np} - P_s$	7,57	3,87	-0,58	-2,71	-4,76	-6,73
$\Delta P_{m2s} = P_{m2} - P_s$	-2,29	-1,14	0,16	0,76	1,32	1,84
$\Delta Kap_{np} = Kap_{np} - Kap_{np3}$ , %	38,7	19,8	-2,9	-13,8	-24,0	-33,7

\* Расчеты автора.

При целевом росте АЭС до 2020 г. с темпом  $Y_{np}=1\%/г.$  (табл. 3) установленная мощность и производительность АЭС могут возрасти быстрее, чем в условиях общего рынка ( $Y_{np} > Y_{np3}$ ), системная цена станет выше рыночной ( $\Delta P_{m3s} < 0$ ) и перекрестное субсидирование окажется направленным от рынка ТЭС ( $\Delta P_{m2s} < 0$ ) к АЭС ( $\Delta P_{nps} > 0$ ). Таким образом, заданный целевой рост потребует субсидирования АЭС средствами, отбираемыми у ТЭС, чтобы обеспечивать возрастающий (с темпом  $Y_m = 1,45\%$  в течение 2010-2020 гг.) спрос на электроэнергию, однако при более высокой цене ( $P_s > P_{m3}$ ), чем в условиях общего рынка ТЭС+АЭС. При этом капитализация АЭС, определяемая выражением (15), составит  $Kap_{np} = 100 + Y_{np} T_{efnp} = 127,8\%$  и окажется выше, чем в условиях общего рынка ТЭС+АЭС ( $Kap_{np} > Kap_{np3}$ ).

В табл. 3 также показывается, что при целевом росте производства электроэнергии на АЭС с темпом  $Y_{np}=1\%/г.$  в течение периода 2020-2035 гг. системная цена окажется ниже рыночной цены ( $P_s < P_{m3}$ ), что означает увеличение экономической эффективности энергосистемы ( $\Delta P_{m0s} > 0$ ) начиная с 2025 г. Посредством перекрестного субсидирования часть прибыли АЭС будет передаваться ПГУ (на газе и на угле), требующим меньших удельных инвестиций на развитие. При этом стоимость электроэнергии АЭС ( $P_{np}$ ) окажется ниже системной цены ( $P_s$ ), назначаемой энергосистемой потребителям. В результате для АЭС перекрестное субсидирование в период 2020-2035 гг. окажется отрицательным ( $\Delta P_{nps} < 0$ ), тогда как для рынка ТЭС в этот период времени перекрестное субсидирование становится положительным ( $\Delta P_{m2s} > 0$ ). Снижение капитализации ( $\Delta Kap_{np} < 0$ ) в период 2020-2035 гг. означает для АЭС определенную потерю инвестиционной привлекательности ( $Kap_{np} < Kap_{np3}$ ), однако при этом возрастает капитализация технологий ПГУ на газе и угле аналогично тому, как это представлено на рис. 3. Таким образом, целевое регулирование роста АЭС и перекрестное субсидирование, даже при удельных капиталовложениях в АЭС  $K_{np} = 4000$  долл./кВт, позволяет в конечном счете снизить отпускные цены

электроэнергии ( $\Delta P_{m0s} > 0$ ) и поддержать экономическую эффективность всей энергосистемы начиная с 2025 г.

\* \* \*

Выше рассмотрена методология и приведены сравнительные оценки перспектив развития единой энергосистемы, в том числе атомной энергетики, в условиях общего рыночного равновесия или целевого (с использованием перекрестного субсидирования) подхода к реализации заданного (регулируемого) роста производства электроэнергии. Показано, что определенное сочетание рыночного и целевого подходов к планированию развития может привести к снижению затрат и цен на электроэнергию.

Вместе с тем при целевом регулировании капитализация участников рынка, за счет прибыли которых непосредственно осуществляется перекрестное субсидирование, понижается, что приводит к некоторой потере их инвестиционной привлекательности на фондовом рынке (снижению стоимости активов). Поэтому с точки зрения частных компаний такое положение может считаться нежелательным, несмотря на то, что приводит к снижению цены электроэнергии для потребителей. Разрешение этого противоречия возможно посредством государственно-частного партнерства, при котором устанавливается определенный контроль над распределением прибыли.

Полученные оценки допустимого целевого регулирования показывают, что влияние перекрестного субсидирования не может быть значительным. Следовательно, потери прибыли для конкурирующих фирм также оказываются ограниченными, не приводя к существенному нарушению рыночного равновесия. Такие потери могут быть еще более снижены, если целевое регулирование применять только в условиях, когда рыночные темпы роста оказываются столь высокими, что промышленная база роста энергетических технологий окажется недостаточной для их обеспечения.

### *Литература*

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009, №1715-р. <http://www.atominfo.ru/files/strateg/strateg.htm>
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. (основные положения) // Вести в электроэнергетике (Electric Power News). 2014. № 2. С. 3-16.
3. Материалы расширенной Коллегии Минэнерго РФ 09.04.14. Публичная декларация целей и задач Минэнерго России на 2014 г. // Вести в электроэнергетике. 2014. № 3. С. 3-9.
4. Некипелов А.Д. Особенности поведения фирмы, максимизирующей норму прибыли // Проблемы прогнозирования. 2013. № 3. С. 16-34.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и по их отбору для финансирования. Оф. изд. 21.06.1999 г. М.: Экономика. 2000.
6. Кархов А.Н. Перспективы развития атомной энергетики в условиях рынка // Проблемы прогнозирования. 2014. № 4. С. 26-37.
7. Харитонов В.В., Молоканов Н.А., Кабашев К.В. и др. Экономико-аналитические модели динамики развития ядерной энергетики. М.: НИЯУ «МИФИ». 2012. С. 76.
8. Синяк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В., Колпаков А.Ю. Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы // Проблемы прогнозирования. 2013. № 1. С. 4-21.
9. Баринов В.А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова), сто тридцать третье заседание. М.: ИНИП РАН. 2012. С. 32.
10. Лагерева А.В., Ханаева В.Н. Возможные направления снижения выбросов парниковых газов от электростанций в России до 2050 г. // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 1. С.50-58.