



ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ЦЕН НА РОССИЙСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

В статье изложен усовершенствованный методический подход к долгосрочному прогнозированию цен на энергоносители. Его особенность состоит в имитации конкуренции на энергетических рынках и в учете связей ТЭК России с мировыми энергетическими рынками. Приводятся результаты оценки возможной динамики цен на энергоносители для некоторых регионов России. При этом предпринята попытка учесть влияние реформирования электроэнергетики (переход от средних к предельным ценам) на тарифы.

Долгосрочные (на 10-15 лет и более) прогнозы цен на топливо и электроэнергию являются необходимой составной частью стратегий и программ развития ТЭК и экономики страны и регионов. Они дают представление о конкурентоспособности разных энергетических компаний, новых месторождений топлива, энергоемких видов продукции и служат важным ориентиром для принятия инвестиционных решений.

Развитие экспорта, рыночных механизмов в ТЭК и реформирование электроэнергетики и газовой отрасли усложняют взаимосвязи энергетики и экономики, увеличивают неопределенность перспективных стоимостных оценок, инициируют совершенствование методических подходов к долгосрочным прогнозам. Постоянного уточнения и детализации требуют и прогнозы цен на энергоносители.

В утвержденной правительством в 2003 г. Энергетической стратегии России на период до 2020 года [1] прогнозы цен на газ и уголь по четырем регионам, а также стоимости (не цены!) производства электроэнергии охватывают период только до 2010 г. По этим прогнозам цена природного газа в Центральном европейском регионе должна увеличиться за 10 лет с 13-16 долл./1000 куб. м в 2000 г. до 48-55, а в Центральной Сибири – с 10-11 до 40-45 долл./1000 куб. м. За этот же период уголь должен подорожать примерно в 2 раза, достигнув в европейской части 35-38 долл./т у.т., а в Центральной Сибири – 23-27 долл./т у.т. Более долгосрочные прогнозы цен на топливо, но без детализации по регионам приведены в работе [2], содержащей обосновывающие материалы и некоторые дополнения к Энергетической стратегии России. Для всех потребителей средние цены на уровне 2020 г. определены в следующем диапазоне: для природного газа – 66-73 долл./1000 куб. м, для угля – 39-42 долл./1000 куб. м.

В ней же для трех регионов России даны прогнозы цен на топливо для электростанций. На наш взгляд, эти прогнозы нуждаются в уточнении: так, сомнительно, что стоимость газа в Сибири с 2010 по 2020 г. мало изменится и не превысит 30 долл./1000 куб. м в Тюменской области и 39 долл./1000 куб. м в Восточной Сибири.

Большая обоснованность и конкретизация расчетных данных на перспективу возможна при использовании предлагаемого ниже усовершенствованного методического подхода к долгосрочному прогнозированию цен на энергоносители, особенно цен на электроэнергию с учетом влияния на них реформирования электроэнергетики.

Методический подход к долгосрочному прогнозированию цен в ТЭК. Прогноз цен должен быть увязан со сценариями развития экономики и ТЭК. При этом важно учитывать усиление корректирующего влияния стоимости энергоносителей

на темпы экономического роста и на энергопотребление. Теоретически оптимизационная задача взаимосвязанного развития экономики и энергетики страны и регионов решается с учетом действия ценовых механизмов. Но неопределенность условий, требований и связей делает, на наш взгляд, нецелесообразным применение при долгосрочном прогнозировании динамики цен на энергоносители сложных модельных комплексов с единой целевой функцией. Более соответствующим современным реалиям является поэтапный подход, при котором ценовой прогноз рассматривается как самостоятельная задача с итеративной увязкой ее с задачами прогнозных исследований развития экономики, энергопотребления и ТЭК (рис. 1).

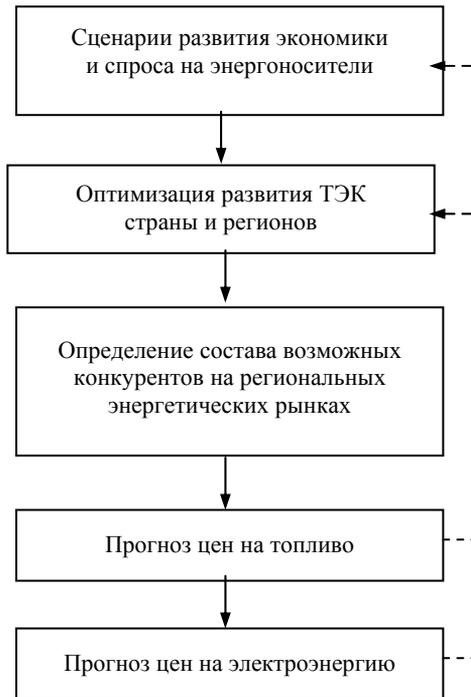


Рис. 1. Этапы долгосрочного прогнозирования цен на топливо и энергию

Особенность предлагаемой схемы расчетов вероятной динамики цен на топливо и электроэнергию (рис. 2) состоит в имитации конкуренции на энергетических рынках и в определении динамики цен как расширяющегося во времени конуса их вероятных значений. При этом в качестве верхней границы цен на топливо на российских энергетических рынках принимаются цены равновесия с мировыми ценами в данном регионе (с учетом реальных возможностей увеличения экспорта). Они равны экспортным ценам за вычетом транспортных тарифов, платы за транзит через территорию третьих стран и таможенных сборов.

Нижняя граница диапазона цен определяется минимальными ценами предложения, с которыми отдельные энергетические компании могут выходить на рынок (цены самокупаемости). Для действующих объектов такая цена должна возмещать ежегодные издержки, уплату налогов и минимальную для нормального функционирования прибыль. Для новых объектов или развивающейся компании цена самокупаемости должна также включать инвестиционную составляющую,

которая гарантирует возврат с процентами заемных средств и получение приемлемой среднегодовой прибыли на вложенный капитал в течение рассматриваемого периода.

Чтобы обосновано определить состав возможных конкурентов на региональных рынках угля, газа и нефтепродуктов, именно по ценам самокупаемости должны оптимизироваться ТЭК страны и регионов.

Значения средней дисконтированной цены самокупаемости выше значений широко используемых в оптимизационных моделях так называемых приведенных затрат – суммы себестоимости и удельных капиталовложений, умноженных на коэффициент эффективности (нормы доходности) E . Так, при $E = 0,15$, сроке возврата кредита 10 лет, проценте за кредит, равном норме доходности, сроке эксплуатации 20 лет, налоге на прибыль 24%, налоге на собственность 2%, норме амортизации 5% и неизменной во времени себестоимости цена самокупаемости $Ц = 1,15u + 0,19k$, где u – себестоимость, k – удельные капиталовложения.

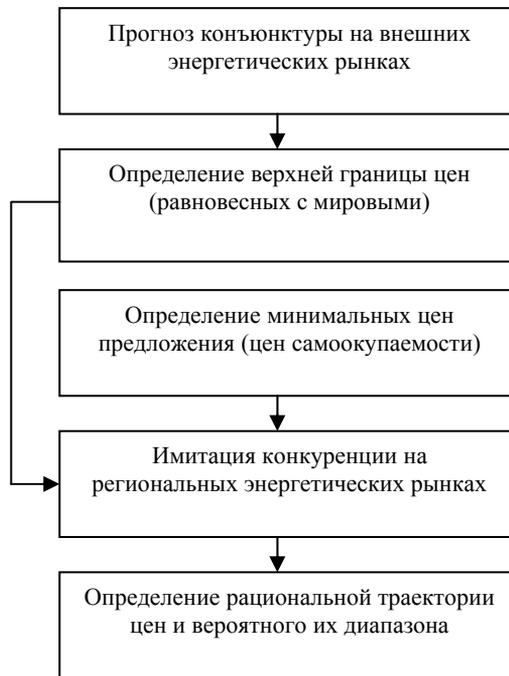


Рис. 2. Схема прогнозирования динамики цен на топливо и электроэнергию

Для определения цен самокупаемости разработана специальная имитационная модель (ИНТАР) [3]. Она учитывает разнообразие возможных источников инвестирования (амортизация, прибыль, кредиты, акции), а также меняющийся и не совпадающий во времени характер инвестирования, возврата заемных средств, ежегодных издержек и прибыли.

Сравнение средних за период цен самокупаемости, дающее представление о конкурентоспособности разных месторождений и разных энергетических компаний, позволяет отобрать некоторые из них для уточнения возможной динамики цен и имитации рассматриваемого энергетического рынка. При этом следует учесть, что для каждого участника рынка возможно несколько приемлемых траекторий цен предложения, дающих тот же суммарный чистый дисконтированный доход, что и найденная в модели ИНТАР средняя за период

цена самокупаемости. Для определения этих траекторий используется специальная модель (ТАРИН) [3]. Она имитирует поведение инвестора, определяющего с помощью процедуры бизнес-планирования эффективность капиталовложений в сооружение данного объекта в данном регионе и в предполагаемых условиях. Если по критериям эффективности данная траектория цен неприемлема для инвестора, то рассматривается новая. Модель позволяет также уточнить возможные сроки строительства и время ввода объекта в эксплуатацию.

При моделировании рынка имитируется конкуренция между теми его потенциальными участниками, которые могут формировать рыночные цены (т. е. замыкают баланс рассматриваемого топлива или электроэнергии). Каждый из них выбирает из допустимых для себя траекторий цен предложения рациональную, учитывая возможную динамику цен предложения конкурентов. Кривая, огибающая выбранные траектории цен предложения конкурирующих энергетических компаний дает представление о вероятной динамике рыночных цен. Следует отметить, что в числе конкурирующих на некоторых региональных энергетических рынках могут оказаться импортные энергоносители (например, китайский или австралийский уголь на Дальнем Востоке).

Если полученная в результате расчетов динамика цен заметно отличается от принятой при прогнозировании спроса на энергоносители, то требуется его корректировка и соответственно уточнение ввода производственных мощностей, капиталовложений и цен самокупаемости.

Прогноз цен на топливо. Учитывая тесную связь ТЭК России с мировыми энергетическими рынками, продолжающийся рост экспорта топлива и развитие рыночных механизмов, можно ожидать усиления зависимости стоимости энергоносителей в России от изменения мировых цен. При этом определяющей является динамика цен на нефть.

Анализ глобальных тенденций показывает, что цены на газ и уголь формируются вслед за изменением цен на нефть с лагом примерно в 6-10 мес. Стоимость эквивалентной по теплотворной способности единицы угля, как правило, на 50-60%, а трубопроводного газа на 15-25% ниже стоимости нефти. Сжиженный природный газ (СПГ), спрос на который в мире за последние 25 лет увеличился более чем в 20 раз, стоит дороже трубопроводного газа. Его цена мало отличается от стоимости нефти.

Разрыв в ценах на уголь и газ на энергетических рынках увеличивается из-за возрастающих требований к качеству топлива и стремления снизить степень загрязнения окружающей среды и эмиссию углекислого и других так называемых парниковых газов. На электростанциях конкурентоспособность газа значительно увеличивается также с развитием высокоэкономичных парогазовых электростанций. По прогнозам Министерства энергетики США [4], разница в ценах на газ и уголь в электроэнергетике увеличится с 40 долл./т у.т. в 1980 г. до 55-75 долл./т у.т. к 2020 г., а характерное в настоящее время соотношение между ценами на уголь, газ и мазут для электростанций 1,0:1,8:1,7 в 2010-2020 гг. составит 1:(2,4-3):(2,2-2,6).

В России сложились иные соотношения между ценами на различные энергоресурсы: в 2004 г. соотношение средней стоимости угля, природного газа и мазута на электростанциях было 1:0,9:4,3. Газ продавался по цене, ниже реальных издержек его производства, а убытки Газпрома от продажи газа внутри страны компенсировались за счет прибыли от экспорта. Предполагаемое реформирование газовой отрасли и развитие конкуренции могут привести вначале к повышению цены на газ до уровня цен самофинансирования, а затем (за пределами 2010 г.) и к приближению их к равновесию с ценами внешних рынков газа.

В табл. 1 обобщены имеющиеся долгосрочные прогнозы роста цен на топливо на мировых энергетических рынках, а в табл. 2 приведен один из возможных сценариев динамики цен на топливо в России в увязке с прогнозными мировыми ценами и в условиях высоких темпов развития экономики.

Таблица 1

Предполагаемая динамика цен на топливо на мировых рынках*

Топливо	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Нефть (Brent) долл./барр.	26-30	28-35	30-37	34-42
Мазут (малосернистый) долл./т	190-219	205-255	220-270	250-305
Природный газ (Европа) долл./тыс. куб. м	105-120	113-140	115-145	120-155
СПГ (Япония), долл./тыс. куб. м	120-130	130-150	140-160	160-185
Уголь, долл./т у.т.	155-170	165-200	175-210	195-230
	45-50	46-52	48-55	50-60

* Оценка авторов с учетом данных в [4-7] в долларах 2003 г.

Таблица 2

Прогноз цен на топливо в регионах России, в ценах 2003 г.

Топливо (регион)	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Природный газ, долл./1000 куб. м				
Европейская часть	45-55	60-70	70-95	85-110
Западная Сибирь (юг)	30-33	36-41	40-48	48-57
Восточная Сибирь	50-60	52-66	60-95	75-115
Дальний Восток (юг)	80-95	90-115	105-145	120-165
Уголь энергетический, долл./т у.т.				
Европейская часть	35-39	38-43	40-46	42-49
Западная Сибирь (юг)	29-32	31-35	33-38	35-42
Восточная Сибирь	10-12	12-15	15-19	20-25
Дальний Восток (юг)	36-44	40-49	43-53	48-59
Мазут топочный, долл./т у.т.				
Европейская часть	85-95	90-112	95-120	100-130
Восточная Сибирь	102-114	100-120	96-118	95-125
Дальний Восток (юг)	150-165	160-178	165-185	170-195

Прогноз цен на электроэнергию. В расчетах рассматривались два сценария развития экономики и электроэнергетики России до 2025 г. (табл. 3). Сценарий 1 (минимальный) близок к умеренному сценарию Энергетической стратегии России [1]. В нем предусмотрены среднегодовые темпы прироста ВВП примерно 4,8%, а производства электроэнергии не более 1,7%. В сценарии 2 (максимальном) темпы ВВП увеличиваются до 6-6,7%, а производства электроэнергии до 2,8%, что несколько выше, чем в оптимистическом сценарии Энергетической стратегии. В обоих сценариях допускается, что темпы экономического роста и производства электроэнергии в Сибири будут выше среднероссийских (примерно на 0,5-0,7 проц. п.).

Предполагается, что из-за жесткого дефицита инвестиционных ресурсов в максимальной степени будут использоваться малозатратные мероприятия: продление срока эксплуатации действующих ГЭС, АЭС и значительного

количества (около 50 млн. кВт) ТЭС с заменой основных узлов и деталей; достройка объектов, находящихся в высокой степени готовности; техническое перевооружение и реконструкция ТЭС, достигших предельного срока службы. При этом в расчетах принимались следующие удельные капиталовложения (в долл./кВт): в продление срока службы ТЭС – 100, ГЭС и АЭС – 150; реконструкцию (модернизацию) – 300 и 550; достройку ТЭС – 200-300, ГЭС и АЭС – 300-650; сооружение новых мощностей на газомазутных ТЭС – 730-850, парогазовых установках (ПГУ) – 500-550, угольных ТЭС – 950-1150, АЭС – 1100-1400, ГЭС – 1300-1500. В расчетах также учитывались: улучшение технико-экономических показателей электростанций, повышение коэффициента использования установленной мощности (особенно на АЭС), рост заработной платы, постепенное снижение процентов за кредиты (с 10 до 7,5%), инвестиционных рисков и нормы доходности (с 15 до 10%).

Таблица 3

Прогноз цен на электроэнергию для двух сценариев развития экономики России*

Показатель	Сценарий 1 (минимальный)			Сценарий 2 (максимальный)		
	2010 г.	2020 г.	2025 г.	2010 г.	2020 г.	2025 г.
Среднегодовые темпы прироста ВВП, %	4,8	4,8	4,0	6,7	6,7	4,5
Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч						
ГЭС	185	195	200	190	215	220
АЭС	175	230	290	192	300	340
ТЭС	690	805	850	778	1075	1190
Средняя цена, цент/кВт·ч						
Европейская часть	2,3-2,4	3,4-3,7	4,0-4,4	2,5-2,6	3,4-4,2	4,3-4,7
Сибирь	1,5-1,6	3,0-3,3	3,5-3,9	1,6-1,7	3,3-3,6	3,8-4,2
Рыночная цена, цент/кВт·ч						
Европейская часть	3,0-3,1	4,5-4,8	5,0-5,4	3,2-3,3	5,0-5,3	5,4-5,8
Сибирь	2,3-2,4	3,8-4,1	4,1-4,4	2,4-2,5	4,0-4,3	4,5-4,9

* Без учета инфляции и тарифов на транспорт.

В рассматриваемой перспективе в основном из-за удорожания топлива, а также из-за роста заработной платы себестоимость производства электроэнергии на угольных ТЭС может увеличиться примерно в 1,5 раза, а на газомазутных электростанциях – в 1,8-1,9 раза. Значительно могут повыситься и эксплуатационные затраты на АЭС и ГЭС из-за роста амортизационной составляющей, удорожания ядерного топлива, предполагаемого резкого повышения платы за воду.

Рост цен самокупаемости будет опережать рост себестоимости электроэнергии из-за увеличения в них доли инвестиционной составляющей, которая на новых ГЭС может достигать 75%. Из-за необходимости обеспечения финансированием требуемые инвестиции (включая заемные средства) в основном за счет прибыли цена 1 кВт·ч на вводимых тепловых электростанциях и на АЭС будет в 2-2,5 раза, а на ГЭС в 4-5 раз выше, чем на существующих.

Среди новых электростанций самые низкие цены самокупаемости будут у ТЭС с ПГУ (примерно 3,5-4 цент/кВт·ч), а самые высокие – у ГЭС. Однако генерирующая компания, объединяющая существующие и новые ГЭС, может предлагать свою электроэнергию на оптовом рынке по средневзвешенной из

цен самокупаемости входящих в компанию электростанций. Она будет существенно ниже цен предложения ТЭС. В предполагаемых условиях АЭС (особенно объединенные в общую генерирующую компанию) также будут успешно конкурировать с новыми угольными и газомазутными электростанциями в европейской части России.

Анализ позволяет предположить, что формирование рыночных цен практически на всей территории страны будет происходить в основном за счет цен предложения новых угольных электростанций, замыкающих баланс электроэнергетики. С учетом этого и выполнен прогноз их вероятной динамики (табл. 4).

Таблица 4

Влияние отдельных факторов на возможное снижение цен на электроэнергию в 2010-2020 гг., %

Фактор	Изменение	ТЭС угольные	ТЭС газомазутные	ГЭС	АЭС	ПГУ
Себестоимость	Снижение на 10%	4,9-5,1	5,4-6,3	2,4-2,7	5,1-5,4	4,8-5,1
Цена топлива (на ТЭС и АЭС), налог на воду (на ГЭС)	Снижение на 20%	5,6-6,1	5,9-9,7	1,3-1,6	4,4-4,8	6,6-9,6
Число часов использования установленной мощности	Повышение на 10%	7,9-12,7	3,9-4,8	16-20	13,8-19,7	5,5-6,6
Капиталоемкость новых мощностей	Снижение на 10%	4,9-5,1	3,9-4,8	8,1-8,9	6,3-6,4	5,8-6,5
Срок строительства	Снижение на 1 год	3,7-4,5	2,9-3,5	6,1-6,7	4,3-4,9	2-3,6
Процент на капитал	Снижение с 15 до 10%	16-19	11-15	23-25	15-17	13-14

Можно ожидать, что в период 2005-2025 гг. рыночные цены будут расти (без учета инфляции и изменения курса доллара) среднегодовыми темпами 3,5-4,5%, опережая темпы производства электроэнергии в 1,3-1,8 раза. При этом удорожание электроэнергии будет особенно заметным в ближайшие 10 лет. Электроэнергия в Сибири, как и в настоящее время, будет дешевле, чем в других регионах страны (в среднем на 30-40%). При отсутствии дефицита генерирующих мощностей рыночные цены примерно на 0,7-1,1 цент/кВт·ч (на 20-30%) превысят средневзвешенные. Очевидно, что реально (в отдельные периоды) отклонение от средних цен возможно более значительное. Однако неизбежный при реформировании электроэнергетики переход от средних цен к предельным не только улучшает инвестиционный климат и снижает риск дефицита генерирующих мощностей, но и стимулирует (под влиянием конкуренции) снижение себестоимости электроэнергии (по зарубежным данным, на 10-20%) и повышение загрузки наиболее экономичных электростанций. Это (см. табл. 4) может способствовать снижению рыночных цен.

Разумеется, приведенные прогнозные оценки являются ориентировочными. Реальная динамика цен на топливо и электроэнергию может оказаться несколько иной из-за неизбежной погрешности (неопределенности) используемых исходных данных и некоторых неучтенных факторов (в том числе вариантов реформирования электроэнергетики и газовой отрасли и характера государственного регулирования цен и тарифов).

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: ГУ ИЭС, 2003.

2. *Энергетика России, стратегия развития (научное обоснование энергетической политики)*. М.: ГУ ИЭС Минэнерго России, 2003.
3. Кононов Д.Ю. Связь требуемой динамики тарифов с темпами и условиями развития электроэнергетики. Пятые Мелентьевские теоретические чтения // Сб. научных трудов. Под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2004.
4. *Annual Energy Outlook 2005 with Projection to 2025*. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (www.eia.doe.gov).
5. *Мировой рынок нефти и газа (Ежемесячный аналитический обзор)*. 2005. № 2.
6. *International Energy Outlook 2004*. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. 2004.
7. *Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы*. Отв. ред. Н.И. Воронай. Новосибирск: Наука, 2004.