

**В.А. Крюков, В.И. Константинов**

Институт Экономики и организации  
промышленного производства СО РАН  
пр. акад. Лаврентьева, 17, Новосибирск, 630090, Россия  
e-mail: Kryukov@ieie.nsc.ru

## О ПРОБЛЕМАХ ФОРМИРОВАНИЯ МЕЖТОПЛИВНОЙ КОНКУРЕНЦИИ В ТЭКЕ РОССИИ

### 1. ТЭК России – общая характеристика

#### 1.1. Отличительные особенности российского ТЭКа

Развитие отраслей по производству первичных энергоресурсов на протяжении целого ряда десятилетий являлось одним из наиболее приоритетных направлений экономической политики – сначала в СССР, а затем и в России. Среди основных причин можно назвать:

- природно-климатические условия страны – и отсюда значительная потребность в тепле и топливе;
- формирование и поддержание индустриальной структуры экономики в ее классическом варианте – с высоким удельным весом отраслей по выпуску металло-, материалоемкой продукции;
- усиление роли ТЭР во внешней торговле;
- инерционный характер экономического поведения хозяйствующих субъектов.

О масштабах ТЭКа России дает представление таблица 1.

Таблица 1

**Производственно-экономический потенциал ТЭК РФ (на 1.01.2001 года)**

Показатель	Значение
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. скважин	149,5
Эксплуатационный фонд газовых скважин, тыс. скважин	7,0
Протяженность магистральных нефтепроводов, тыс.км	46,9
Протяженность магистральных газопроводов, тыс.км	151,0
Количество НПЗ	25 НПЗ и 6 маслосамоделов
Суммарная мощность НПЗ, млн. т	252
Количество угольных шахт, единиц	113
Количество угольных разрезов, единиц	126
Суммарная мощность шахт и разрезов	266,2
Установленная мощность электростанций, млн. кВт	214,0
ТЭС	148,9
ГЭС	43,9
АЭС	21,2
Протяженность линий электропередач, тыс. км	2535

Источник: Минэнерго РФ

За годы проведения экономических реформ роль и значение ТЭКа не только не ослабла, но еще более усилилась – ТЭК стал доминирующим промышленным комплексом, от состояния дел в котором в значительной степени зависит положение и в экономике и в социальной сфере страны в целом (см. таблицу 2).

**Доля ТЭКа в экономике РФ в 2000 году, %%**

Показатель	Значение
Доля ТЭК в товарной продукции промышленности,	25
Экспорт	52,7
Налоги в федеральный бюджет	36,9
Капитальные вложения	24,5
Численность пром.-произв. персонала	14,5
Прибыль	36,8

Источник: Минэнерго РФ

Таблица 3

**Производство ТЭР (primary energy sources- PES) в России**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Добыча нефти, млн. тонн	399,5	354,6	317,8	306,8	301,2	305,6	303,3	305,2	323,1	325,0
Добыча газа, млрд куб м	640,5	618,3	607,3	595,5	601,5	571,1	591,4	591,6	583,7	590,1
Добыча угля, млн т	337,8	306,3	272,0	262,8	256,7	244,4	231,9	249,5	257,9	259,0
Выработка эл.энергии, млрд кВтч	1008,4	956,6	875,9	860,0	847,2	834,0	827,2	846,2	876,0	906,6
Переработка нефти, млн. т	257,8	222,7	186,2	182,3	175,9	177,6	163,7	169,2	173,8	185,0
Экспорт:										
Нефть							137,2	134,5	144,6	136,5
Газ							203,4	205,4	193,7	224,3
Уголь							24,0	27,7	43,4	25,0

Источник: Минэнерго РФ

## 1.2. Особенность формирования межтопливной «конкуренции» в рамках системы централизованного планирования и управления

Основным инструментом обеспечения межтопливной «конкуренции» в рамках системы централизованного планирования и управления являлась система топливно-энергетических балансов. В основе формирования топливно-энергетического баланса лежала система политических и экономических приоритетов по развитию тех или иных отраслей экономики (что не является уникальной особенностью только системы централизованного планирования и управления – например, добыча угля Норвегией на Шпицбергене на протяжении многих лет).

Непременным элементом формирования топливно-энергетического баланса страны являлся этап формирования цен на ТЭРы. Отличительной особенностью таких цен являлось:

- обеспечение безубыточности всех производимых в стране энергоресурсов (что вполне можно было обеспечить в силу постоянного превышения спроса над предложением);
- периодический пересмотр цен в направлении их увеличения;
- наличие системы ценовых узлов в границах отдельных крупных экономических районов (т.е. относительная множественность цен по территории страны);
- ориентация на безубыточность производства энергоресурсов у замыкающего производителя и в замыкающей отрасли ТЭКа.

Тесная взаимосвязь натурального и стоимостного аспектов планирования имела место, пожалуй, начиная с середины 60-ых годов. Во второй половине 60-ых годов были введены

т.н. рентные платежи, через которые государство изымало в союзный бюджет дополнительный доход, получаемый наиболее эффективными производителями.

В числе отличительных особенностей формирования топливно-энергетического баланса следует отметить:

- ♦ периодическую смену приоритетов развития отраслей ТЭКа – примерно раз за 15-20 лет; до начала 60-ых годов – безусловное доминирование угольной промышленности, до середины 80-ых годов – доминирование нефтяной промышленности, до настоящего времени – доминирование газовой промышленности; в дальнейшем предполагалось, что лидером станет ядерная энергетика;
- ♦ отсюда – отличительная особенность межтопливной конкуренции – перекрестное субсидирование одной отрасли ТЭКа другой – более «зрелая» отрасль становилась источником формирования инвестиционных ресурсов для становления и развития более молодой отрасли (и, соответственно, имело место более медленное обновление производственного аппарата в более «зрелых» отраслях ТЭКа);
- ♦ преимущественный акцент на освоение новых мощностей в новых более удаленных районах (в нефтегазовом секторе – например, стремление к освоению новых районов и поиску новых крупных объектов);
- ♦ чрезвычайно медленный процесс технологических инноваций в отраслях ТЭКа.

Основные результаты отмеченного выше подхода:

- ♦ формирование в ТЭКе страны специфических активов – слабая разветвленность системы трубопроводов, отсутствие резервных мощностей, отсутствие систем учета на каждом этапе в рамках единого отраслевого сектора, очень тесная взаимосвязь стадий добычи и переработки (использования) ТЭР;
- ♦ отсутствие стимулов и мотивов к технологическим инновациям.

Основной результат известен – постоянный дефицит энергоресурсов и неуклонный рост издержек (что, в конечном счете, требовало отвлечения все большего объема финансовых и производственных ресурсов).

Отмеченные результаты, собственно, и явились причиной проведения «радикальных экономических» преобразований в советской экономике – начали с программы «ускорения» НТП и пришли к необходимости смены отношений собственности.

## 2. Особенности реформирования и реструктурирования в основных секторах ТЭКа России в 90-ые годы

К числу отличительных особенностей процессов реструктурирования и реформирования ТЭКа России в 90-ые годы следует отнести:

- проведение реформ наряду с реформированием всей экономической системы;
- стремление к поддержанию и обеспечению социально-экономической стабильности в экономике страны в целом (что во многом определило «социальный характер», например, ценообразования и налогообложения);
- нарушение последовательности проведения реформ – уход государства из сферы прямого участия в ТЭКе до создания эффективных механизмов косвенного регулирования деловой активности в ТЭКе;
- разновременность проведения реформ в различных отраслях ТЭКа – что привело к появлению значительных деформаций в структуре топливно-энергетического баланса страны;
- широкое распространение различных форм и способов перекрестного субсидирования и скрытого перераспределения доходов, получаемых от добычи (производства) первичных ТЭРов;

- наличие весьма острой институциональной конкуренции различных ведомств за право регулирования и осуществления контроля за состоянием дел в различных отраслях ТЭКа (фактически разделение ТЭКа между различными ведомствами, слабо координирующими свою работу).

Отсюда, собственно, вытекает формальный характер Энергетической стратегии, принятой в 1995 году и тех дальнейших версий, которые были приняты в дальнейшем.

С точки зрения динамики реструктурирования и реформирования отраслей ТЭКа наблюдается следующая последовательность:

1. 1992-1996 гг. – нефтяная промышленность;
2. 1994-1997 гг. – угольная промышленность;
3. 1997 год – первая попытка реформирования газовой промышленности (относительно дальнейшего хода реформ в газовой промышленности нет полной ясности до сих пор);
4. 2002-2005 гг. – предполагаемый период проведения основных реформ в электроэнергетике.

### **3. Основные итоги (направления) проведения реформ в различных отраслях ТЭКа России**

#### **3.1. Нефтяная промышленность**

К числу причин, по которым отрасль первой была реструктурирована и реформирована, следует отметить:

- острый инвестиционный кризис в отрасли – первый этап кризиса пришелся еще на 1984-1986 гг.;
- высокая степень открытости отрасли – с точки зрения экспорта нефти нефтепродуктов;
- относительно децентрализованный характер организационной структуры (по сравнению с другими отраслями ТЭКа).

Реструктурирование и реформирование нефтяной промышленности предполагало:

- ♦ создание ряда вертикально-интегрированных компаний;
- ♦ акционирование созданных компаний;
- ♦ приватизацию акционерных компаний – почти полный уход государства из сферы владения активами в данной отрасли (в настоящее время свыше 90% активов в данной отрасли являются смешанной и частной собственностью – за исключением ОАО «Роснефть», ОАО «Славнефть», ОАО «Зарубежнефть», ОАО «Транснефть» и ОАО «Транснефтепродукт»).

В настоящее время безусловную основу нефтяной промышленности составляют крупные частные вертикально-интегрированные компании (около 75 % всей добычи нефти).

Другие компании – частные неинтегрированные – в течение достаточно длительного промежутка времени – примерно с 1996 года – обеспечивают около 9% от общероссийской добычи нефти.

#### **3.2. Угольная промышленность**

Проведение реформ в угольной промышленности было обусловлено не столько стремлением к поддержанию производства на определенном уровне – сколько остротой социальных проблем в угледобывающих районах. В силу удаленности угольных бассейнов от внешних рынков – т.е. невозможности привлечения валютной выручки и слабой инвестиционной привлекательности отрасли (в Сибири, например, в течение более чем 30-ти лет была построена только одна новая шахта).

Поэтому реструктурирование угольной отрасли сопровождалось не только и не столько акционированием и приватизацией, сколько реструктурированием – прежде всего в форме закрытия неэффективных угольных шахт и разрезов. В рамках реструктуризации отрасли было остановлено почти 170 шахт и разрезов, что повлекло снижение производственных мощностей более чем на 65 млн тонн с потерей добычи 23 млн тонн. За весь период реструктуризации отрасли (1994-2001) число занятых в ней сократилось почти на 2/3, половину из которых составили работники ликвидируемых предприятий.

Реструктурирование угольной отрасли в силу отмеченных выше причин в значительной степени финансировалось за счет бюджета (точнее за счет кредитов Всемирного Банка). В настоящее время в угольной отрасли действует 281 предприятие (шахты, разрезы, обогатительные фабрики). Суммарная годовая мощность – около 280 млн тонн угля по добыче и 90 – по переработке. Численность занятых – около 300 000 человек. В отрасли действует 500 АО и после завершения приватизации в 2002 году почти вся угледобыча станет частной.

В 2001 году добыча угля составила 266 млн тонн, что составляет 105 % к 2000 году. В числе причин – не только закрытие убыточных производств, но и рост инвестиций. Однако добыча угля росла лишь в Кузбассе, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а в остальных 8 районах добыча падала.

### 3.3. Газовая промышленность

Проведенные к настоящему реформы в газовой отрасли можно определить как «реструктурирование без реформирования». Это означает смену многократную смену названия – сначала Министерство газовой промышленности – затем ГК «Газпром» - затем РАО «Газпром» - и, наконец, ОАО «Газпром». При этом формы и методы работы компании менялись весьма мало. Государство, имея блокирующий пакет акций в компании, мало заявляло о своих приоритетах и предпочтениях.

В числе основных причин следует отметить:

- относительно благополучное положение в добыче газа (концентрация добычи на трех месторождениях супер-гигантах, находившихся в конце 80-х годов на стадиях стабильной или растущей добычи);
- значительная роль экспортных поставок в обеспечении доходов компании (в 1992 году доля доходов от экспорта приближалась к 80%);
- нельзя отрицать и сплоченность команды высших менеджеров – тем более, что правительство в тот период возглавлял В.Черномырдин.

Поэтому с точки зрения создания элементов газового рынка, а также повышения роли экономических факторов при принятии решений в газовой промышленности в течение 90-х годов было сделано очень мало. Наоборот, на взгляд автора динамика процесса реформирования во многом имела обратный характер. Прежде всего, были ликвидированы зональные цены на природный газ и введена единая цена по всей стране в целом. Также «в целях обеспечения социальной стабильности» было сохранено жесткое государственное регулирование цен и тарифов на природный газ – причем, как правило, на уровне значительно более низком, чем цены на взаимозаменяемые виды ТЭРов.

Это означает, что имел место отход от той практики формирования топливно-энергетического баланса, которая широко применялась в рамках системы централизованного планирования и управления.

Только в 1996 году в рамках ОАО «Газпром» начала формироваться система продажи (взамен поставок) природного газа (в тот период доля денежных средств, полученных за природный газ составляла около 2%), также стали обсуждаться вопросы дифференциации цен.

Более того, с целью сохранения «статус-кво» компании, которая регулярно в течение всех 90-ых годов выплачивала налоги с поставленного (но не проданного) на внутренний рынок природного газа.

В конечном счете, производственные возможности компании к концу 90-ых годов оказались резко подорванными – ведущие месторождения вступили в стадию падающей добычи. В то же время необходимые инвестиции для создания освоения новых мощностей, а также подготовки новых объектов не были осуществлены. Основные инвестиции шли на возмещение выбытия ранее введенных производственных объектов.

Именно в силу данных причин государство вынуждено было провести смену команды высших менеджеров компании. Среди основных направлений деятельности компании в настоящее время:

- укрепление позиций компании и консолидация профильных активов (особенно тех, которые были переданы в другие компании);
- ускоренная реализация новых проектов в области добычи природного газа;
- обеспечение равномерного распределения ответственности за обеспечение внутреннего рынка России с т.н. «независимыми» производителями газа (последние владеют лицензиями на 30 % запасов, в то время как их доля в производстве составляет 12-15 %).

### 3.4. Электроэнергетика

Ситуация в электроэнергетике во многом схожа с ситуацией в газовой промышленности. К настоящему времени проведен лишь первый этап реформирования:

- создана компания РАО «ЕЭС России» (примерно 60-70%% выработки всей электроэнергии);
- сформирован ряд независимых акционерных компаний по выработке электроэнергии;
- проведена приватизация (частичная – в случае РАО «ЕЭС России» контрольный пакет акций находится в руках государства; в случае независимых компаний, таких как ОАО «Иркутскэнерго», «Баширэнерго», «Татэнерго», государство имеет блокирующие пакеты акций);
- создана структура для торговли электрической энергией – прежде всего с целью обеспечения потребностей дефицитных энергосистем, а также отдельных крупных потребителей (т.н. Федеральный оптовый рынок энергии и мощности – ФОРЭМ).

Также, как и в случае ОАО «Газпром», в состав РАО «ЕЭС России» входят линии электропередач высокого напряжения.

Цены на электрическую энергию – точно также как и в случае с природным газом – регулируются государством. Федеральная Энергетическая Комиссия (ФЭК) регулирует тарифы на электричество лишь для оптового рынка (с которого его покупают дефицитные энергокомпании и федеральные потребители), а также стоимость услуг РАО ЕЭС по поддержанию и развитию Единой Энергосистемы. Тарифы для местных потребителей устанавливают региональные энергокомиссии (РЭКи). Региональные власти до последнего времени из политических соображений занижали тарифы, прежде всего для населения. Повышение перекладывалось на промышленность, которая в результате теряла свою конкурентоспособность.

При этом следует заметить, что, например, в декабре 2000 года, тарифы на электроэнергию для промышленных предприятий в различных субъектах РФ отличались почти в 30 раз.

В целом процедура регулирования тарифов естественных монополий до настоящего времени выглядела достаточно простой – ОАО «Газпром» или РАО «ЕЭС России» обращались в Федеральную Энергетическую Комиссию с обоснованием необходимости их пересмотра. Основной аргумент – издержки выросли или увеличилась цена на газ для целей выработки электричества. При этом, однако, специалисты ФЭК утверждали, что они не

могут проверить обоснованность всех расходов монополистов с точностью большей, чем 20%.

С 2003 года принимается новый порядок – тарифы будут утверждаться на год в целом и в течение 12 месяцев уже не будут пересматриваться. Правительством утверждены параметры повышения на 2003 год – на электричество 14 % и на природный газ 20 %.

#### 4. Основные результаты проведения реформ в ТЭКе с точки зрения формирования межтопливной конкуренции

Как показано выше, реформирование отраслей ТЭКа проводилось во многом изолированно (с точки зрения учета особенностей и направлений реформирования ТЭКа в целом). При этом также сыграли значительную роль общие факторы и условия проведения реформ в России в 90-ые годы (главная их особенность – значительное ослабление государства).

##### 4.1. Ценообразование на продукцию ТЭК

Ключевым вопросом является формирование цен на продукцию отраслей ТЭКа. Ни в тех отраслях, которые реформированы (нефтяная и угольная), ни в тех отраслях (газовая и электроэнергетика), которые ожидают реформ, нет в настоящее время цен, основанных на взаимном учете факторов со стороны спроса и предложения. Все цены формируются по принципу «издержки плюс». При этом учету факторов, лежащих на стороне спроса препятствует нехватка соответствующей производственно-технологической инфраструктуры в отраслях ТЭКа России. Это обстоятельство ведет к тому, что фактически рынки отдельных видов энерго-ресурсов распадаются на определенные локальные картельные цепочки.

К числу основных последствий проведения реформ в ТЭКе – с точки зрения формирования и развития межтопливной конкуренции - следует отнести:

- формирование закрытых – по своей сути картельных цепочек – рынков торговли различными видами энергоресурсов (особенно в случае нефти и угля);
- переориентацию потребителей на использование относительно более дешевых энергоресурсов – природного газа и электроэнергии;
- слабое влияние изменения цен на повышение эффективности использования энергоресурсов (сохранение энергоемкости ВВП на высоком уровне и даже рост данного показателя);
- отсутствие стимулов у производителей энергоресурсов к повышению их качества и производству более квалифицированных продуктов переработки энергоресурсов (прежде всего нефти и попутного нефтяного газа).

Результаты действия отмеченных выше последствий можно видеть на приведенных ниже таблицах:

Таблица 4

Соотношение цен производителей основных видов энергоресурсов с ценой на нефть (на конец года), % %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Нефть	100	100	100	100	100	100	100
Электроэнергия	58	58	61	67	71	28	27
Бензин автомобильный	264	268	257	269	386	464	363
Топливо дизельное	228	227	241	269	322	338	337
Мазут топочный	112	101	111	117	134	125	145
Газ естественный	7	6	11	10	13	6	6
Уголь энергетический каменный	26	25	38	37	42	17	16
Уголь коксования	49	43	39	33	34	19	19

## Макроэкономический анализ: методы и результаты

Источники: Российский статистический ежегодник, 2001, с. 596.

Цены в России: Статистический сборник/ Госкомстат России. – М., 2000. – 182 с.

Цены за тонну; газ – за 1000 м<sup>3</sup>; электроэнергия – за 1000 кВт.ч.

В результате наличия ценовых деформаций изменилась структура производства и потребления первичных ТЭР.

Таблица 5

### Структура производства и потребления первичных ТЭР в 2000 году, %%

	Газ	Нефть	Уголь	Электроэнергия	Прочие
Добыча и производство	47,4	32,5	11,9	6,8	1,4
Внутреннее потребление	48,6	21,6	19,1	8,6	2,2
Экспорт	45,1	49,7	4,5	0,7	

Источник: «Энергетическая стратегия» (ЭС 2020) т.н. «старая версия» от 2001 года

Низкие цены на ТЭР, вполне очевидно, приводят к резкому ухудшению показателей, характеризующих состояние основных активов в отраслях ТЭКа:

Таблица 6

### Динамика степени износа оборудования в отраслях ТЭК, %%

	1995	1996	1997	1998
Электроэнергетика	57,5	58,3	61,1	64,
Нефтедобыча	50,9	52,7	56,1	59,0
Нефтепереработка	75,2	74,0	79,3	81,0
Газовая промышленность	58,9	61,9	67,1	70,0
Угольная промышленность	52,4	57,0	57,8	59,5

Источник: «Энергетическая стратегия» (ЭС 2020) т.н. «старая версия» от 2001 года

Как видно, «независимое» реформирование различных отраслей ТЭК привело к появлению серьезнейших проблем – таких как:

- деформация ценовых соотношений на взаимозаменяемые энергоресурсы (что привело к чрезмерной ориентации на природный газ и к значительному снижению конкурентоспособности угля);
- высокая степень износа основных фондов в отраслях ТЭКа;
- отсутствие конкурентного рынка энергоресурсов во всех отраслях производства ТЭР;
- сохранение высокого уровня энергоемкости экономики;
- усиление зависимости и экономики страны и нефтегазового сектора от конъюнктуры внешнего рынка.

Сегодня в России самый низкий энерготариф даже среди стран СНГ. Не случайно, поэтому электроемкость ВВП продолжает расти. В 2000 году для производства единицы ВВП требовалось в 1,5 раза больше энергии, чем в 1990 году. Электроемкость Канады в 1,8 раза ниже, чем в России.

За последние 10 лет энерготарифы выросли в 1,5 раза меньше, чем цены на промышленную продукцию, и в 2,8 раза меньше, чем цены на энергоносители.

Основной капитал в отрасли сильно устарел, что угрожает превратить ее в тормоз экономического роста. Чтобы этого не произошло, в производственный аппарат отрасли (исключая АЭС) необходимо вложить за ближайшие 10 лет около 50 млрд долл.

Деформация ценовых соотношений связана с тем, что:



## Макроэкономический анализ: методы и результаты

- искусственно занижены внутренние цены на продукцию естественных монополий (газ, тепло, электроэнергию), покрывающие только эксплуатационные издержки;
- имеет место гипертрофированный спрос на более дешевые энергоресурсы - газ и электроэнергию.

В случае нефти и природного газа «провалы» внутреннего рынка достаточно успешно позволял преодолевать экспорт энергоресурсов (см. таблицы 7 и 8):

Таблица 7

**Средние экспортные цены на топливные ресурсы в торговле со странами дальнего зарубежья (долларов США за тонну)**

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Нефть	105	101	108.2	133.5	118.6	74.4	111.0	180.0
Нефтепродукты	98.4	86.2	103.5	130.0	117.0	75.8	94.4	172.0
Природный газ за 1000 м <sup>3</sup>	77.6	72.8	80.1	84.2	88.6	...	...	104
Каменный уголь	32.4	33.0	35.7	38.8	35.6	27.0	15.9	25.5

Источники: Российский статистический ежегодник, 1999, с. 557; и 2001, с. 621.

Цены в России: Статистический сборник / Госкомстат России. – М., 2000, с. 182;

Таблица 8

**Средние цены производителей на отдельные виды сырьевых энергоресурсов и нефтепродуктов в РФ (на конец года), тыс. руб/т (с 1998г – руб/т)**

Годы	Нефть	Бензин автомобильный	Дизельное топливо	Мазут топочный	Газ естественный за 1000 м <sup>3</sup>	Уголь энергетический	Электроэнергия за 1000 кВт.ч
1991	0.07	0.1	0.1	0.06	0.01	0.02	0.03
1992	6.3	18.3	16.0	8.3	0.2	1.1	0.8
1993	31.3	103	92.4	30.2	1.7	9.6	20.2
1994	100.8	266	230	113	6.8	31.4	58.4
1995	282	756	637	284	17.6	80.6	163
1996	355	912	855	396	38.4	136.8	215
1997	376	1011	1013	440	39.4	137.7	254
1998	339	1309	1092	455	44.1	141	239
1999	1000	4640	3375	1245	57.8	171	282
2000	1546	5612	5209	2244	88.2	253	416
2001	1504	4566	4777	1420	144	288	

Источник: Статистическое обозрение за 1995-2002гг. - М. Ежеквартальный журнал Госкомстата России.

### 4.2. Особенности формирования рынков в отраслях ТЭКа

#### 4.2.1. Нефтяная промышленность

В настоящее время внутренний рынок нефти имеет «скрытый» характер – основная доля сырья, добываемого нефтяными компаниями, по собственным каналам этих же компаний направляется на их же перерабатывающие заводы, а потом реализуется в качестве нефтепродуктов. Поэтому т.н. «свободной» нефти в России практически нет. Последняя возникает только тогда, когда конъюнктура на внешних рынках меняется в худшую сторону. На свободном рынке реализуется не более 5-10 % реализуемой внутри России нефти.

В то же время низкие цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке не стимулируют увеличение глубины переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах. На протяжении 90-ых годов глубина переработки нефти держится на очень низком уровне – около 63-65%. Поэтому производства топочного мазута остается стабильно высоким – около 50 млн тонн в год. Именно поэтому нефтяные компании основные инвестиции осуществляют в добычу нефти – и, прежде всего, в интенсификацию разработки ранее введенных месторождений.

Добыча нефти в России выросла на 7 % в 2001 году и на 8,5 % в первой половине 2002 года. Российские нефтяные компании устойчиво в течение почти полутора лет улучшают свои позиции. В числе причин – устойчивый рост добычи, рост рентабельности и при этом относительно низкие по цене акции.

Таблица 9

**Сравнительная характеристика Российских нефтяных компаний в 2001 году**

	Эксплуатационные затраты в расчете на тонну, рублей	Капитальные вложения в расчете на тонну, рублей	Цена на скважине, долл. за баррель	Бурение скважин, тыс. м.	Процент простаивающих скважин	Капитализация компании, млрд долл в соотв. году 2001/2000
ЛУКОЙЛ	93.5	1194	3.15	2050	15.2	8.8/7.8
Сургутнефтегаз	40.1	1040	3.5	2300	12.4	7.8/8.0
Тюменская	20.0	815	3.1	1100	35.6	...
Татнефть	17.7	719	...	1274	11.6	1.1/1.0
ЮКОС	17.3	297	1.9	690	35.4	11.5/4.0
Славнефть	13.9	488	4.1	693	15.1	...
Сибнефть	12.4	599	1.7	700	44.1	3.4/1.5
Роснефть	12.2	814	4.0	...	6.8	...
СИДАНКО	3.2	...	...	...	...	...
Башнефть	1.0	808	...	...	20.5	...

Источник: журнал «Нефтегазовая Вертикаль». №11. 2002.

#### **4.2.2. Угольная промышленность**

Начиная с 2000 года в отрасли начался интенсивный рост добычи. Однако уже в 2002 году отрасль столкнулась с кризисом перепроизводства – падение объемов добычи составило 15 % и на 20 % сократились инвестиции. В числе основных проблем – уменьшение потребления угля для выработки тепла и электроэнергии.

В год энергетики незапланированно сжигают до 6 млрд куб м газа, что эквивалентно 10-12 млн тонн угля. В то же время весь объем перепроизводства в угольной отрасли в 2002 году можно оценить в 15-20 млн тонн.

При этом с каждым годом разрыв между стоимостью «угольного» и «газового» киловатт-часа увеличивается. За три последних года соотношение возросло с 1,6 до 2-2,2 раза, то есть энергетикам стало еще менее выгодно сжигать уголь.

Падение спроса на уголь со стороны электроэнергетики, где его потребление снизилось почти на треть. Сейчас доля угля в потреблении на тепловых станциях снижена до 28,3 %, а доля газа возросла до 66,6 %. В то же время в мире уголь обеспечивает почти половину производства тепло-электроэнергии в мире.

Среди основных причин – сложившиеся ценовые соотношения – 1:0,62 в расчете на тонну условного топлива не позволяет углю конкурировать с газом на топливном рынке.

На рынке энергетического угля отсутствует конкурентная среда. Каждая единица котельного оборудования электростанций запроектирована на сжигание строго определенной марки угля. У потребителя нет свободы выбора поставщика. Именно поэтому рынки сбыта угля в настоящее время приобрели признаки монополистического и закрытого характера. В результате угольные регионы теряют доходы. Так, например, в Кузбассе по итогам 2001 года при росте добычи на 10% и при увеличении цен на уголь на 15% поступления в местный бюджет от угольных компаний возросли только на 5%.

В числе причин, препятствующих формированию внутреннего рынка угля – рост цен на услуги железной дороги. В настоящее время цена потребления энергетического угля с учетом железнодорожных тарифов на стандартном для России расстоянии (около 1000 км) почти вдвое превышает цену его производства.

### 4.2.3. Газовая промышленность

На рынке природного газа, безусловно, доминирует ОАО «Газпром» (см. таблицу 10).

Таблица 10

Примерные объемы поставки газовых производителей РФ в 2002 году

Направления поставок	Объемы поставок, млрд куб. м.
Продажи газа независимых производителей через локальные сети	60
Продажа независимых производителей через сети ОАО «Газпром»	30
Экспорт газа «Газпромом» вне СНГ	135
Экспорт газа «Газпромом» в СНГ	65
Продажа «Газпрома» на внутреннем рынке	365

Источники: ОАО «Газпром», ООО «МРГ»

В конце 2002 года отечественные потребители покупали газ по цене 15 долл за 1000 куб метров. В то же время Европейский союз настаивает на поднятии ценовой планки до 45-50 долларов в ближайшие 3-5 лет, хотя сам «Газпром» планирует повысить цену до 30 долларов к 2006 году. Из-за низких цен на газ убытки компании от реализации сырья на внутреннем рынке составят в 2002 году около 50 млрд рублей – примерно треть от необходимых компании инвестиционных ресурсов. Поэтому с целью повышения платежеспособности потребителей дочерняя структура ОАО «Газпром» - ООО «Межрегионгаз» приобрел (в счет погашения старых долгов) значительную часть газораспределительных сетей. Для управления данными активами была создана компания «Регионгазхолдинг». Вместе с МРГ она охватывает 161 из 317 газораспределительных организаций (ГРО). В 2002 году цены на газ выросли на 37 %, но даже при таком увеличении газ по-прежнему остается самым дешевым видом топлива.

Особенностью последних 2-3 лет является повышение роли и значения независимых производителей газа – как чисто газовых компаний, так и нефтяных компаний. Однако, реализация их планов сдерживается низкими ценами на газ на внутреннем рынке, а также отсутствием реальной возможности обеспечения недискриминированного доступа к системе магистральных газопроводов.

### 4.2.4. Электроэнергетика

За последние полтора-два года в энергетике принципиально изменилась ситуация - уничтожены неплатежи, бартер, стало выгодно больше производить электроэнергии. В 2001 году уровень расчетов за покупную энергию на ФОРЭМе превысил 104 %, причем денежными средствами было оплачено свыше 94 %. Следует заметить, что доля расчетов в денежной форме в декабре 1998 года составила лишь 19%.

Однако данные результаты не являются следствием действия рыночных сил или конкуренции – в большей степени это результат работы новой команды менеджеров РАО «ЕЭС России».

Также как и в случае других топливно-энергетических ресурсов – на рынке электроэнергии реальной конкуренции не существует. Несмотря на то, что через ФОРЭМ продается около 40 % всей электроэнергии, производимой в России – это в основном электроэнергия РАО «ЕЭС России» и несколько меньше – ОАО «Росэнергоатом». Независимые компании – «Иркутскэнерго», «Башкирэнерго» поставляют менее 5 % от объемов энергии, реализуемой на рынке. В случае «Иркутскэнерго» это опять же связано с отсутствием рыночной инфраструктуры и относительной удаленностью данной энергосистемы. «Сибирьэнерго» работает во многом в автономном режиме и перетока энергии через Казахстан на Урал нет.

Проблемы формирования рынка в электроэнергетике:

- ♦ отсутствует инфраструктура, которая обеспечивала бы недискриминационный доступ на рынок всех желающих – большая часть производителей и крупных потребителей энергии просто «прикреплены» друг к другу;
- ♦ цена на электричество не определяется свободным столкновением спроса и предложения, а назначается регулирующими органами по затратному принципу;
- ♦ вместо отдельных тарифов для производства, передачи и распределения энергии существует единый непрозрачный тариф, что способствует перекрестному субсидированию.

В современных условиях более правильно вести речь не о конкуренции поставщиков (поскольку все они являются монопольными образованиями в пределах определенных регионов), а конкуренции собственников производителей энергии.

Вполне понятно, что в результате производители не имеют стимулов уменьшать тарифы на энергию, а потребители не имеют возможности выбора.

При этом расширение состава независимых производителей энергии «естественным» путем – процесс чрезвычайно долгий. В настоящее время, например, ОАО «ЛУКОЙЛ» рассматривает два проекта инвестирования в электроэнергетику – в Пермскую и Волгоградскую ТЭЦ, которые расположены в непосредственной близости НПЗ компании. Другая нефтяная компания - ОАО «ЮКОС» в 2002 году увеличил свою долю до 26,26 % в ОАО «Кубаньэнерго» и до 21,9% в ОАО «Томскэнерго». В течение первого полугодия 2002 года ГК «Норильский Никель» скупил примерно 40 % акций «Красэнерго» (51,7% акций принадлежит РАО ЕЭС).

Летом 2002 года в рамках реструктуризации энергетики РАО ЕЭС начало продажу собственности – была продана Соликамская ТЭЦ, расположенная в Пермской области.

### 5. Пути и направления решения отмеченных выше проблем

Кардинальный путь решения проблемы очевиден – формирование конкурентной среды – причем не только между различными видами топлива, но и внутри отдельных видов топлива.

Решение данной проблемы связано как с реформированием институциональной среды, так и с преобразованием материально-технологической основы, ориентированной на осуществление рыночных трансакций. Многие из отмеченных нами выше проблем – результат недореформирования ТЭКа – как в рамках отдельных отраслей, так и в рамках всего комплекса в целом.

Поэтому среди основных направлений дальнейшего продолжения реформ следует отметить:

- обеспечение взаимосвязанного реформирования различных секторов ТЭКа;
- реформирование естественных монополий (газовой промышленности и электроэнергетики);
- становление и развитие конкурентных начал в деятельности отраслей ТЭКа и в формировании объективных ценовых пропорций.

### 5.1. Топливо-энергетический баланс – новое старое оружие

В обсуждаемом в настоящее время проекте Энергетической стратегии России до 2020 года отмечается, что «...топливно-энергетический баланс – в перспективе основной инструмент проведения долгосрочной государственной энергетической политики. Понятие топливно-энергетического баланса подверглось значительной дискредитации в результате предпринимавшихся в период экономических реформ попыток использования балансов как нерыночного инструмента административного регулирования краткосрочной направленности...».

Нельзя не согласиться с положением о том, что систематическая разработка подобных балансов позволяет более обоснованно подходить к определению ориентиров и перспектив развития ТЭК и постановки этого процесса на системную, регулярную основу.

Из инструмента принятия директивных плановых решений топливно-энергетический баланс в изменившихся экономических условиях должен стать инструментом оценки различных направлений развития ТЭКа в целом. Выявленные тенденции при этом являются лишь основой для выработки тех или иных мер в области государственного регулирования развитием ТЭКа.

Например, в настоящее время предлагается программа перевода электро-станций с газового топлива на угольное, которая предполагает:

- ♦ на первом этапе предлагается загрузить угольные и углегазовые ТЭС с выработкой электроэнергии преимущественно на угле (до 2005 года);
- ♦ на втором этапе предлагается реконструировать газовые станции, первоначально запроектированные на угольное топливо (2005-2010 гг.);
- ♦ на третьем этапе – реконструировать газовые электростанции и заместить импортные угли отечественными (до 2020 года).

В итоге доля угля в балансе топлива электростанций может быть доведена до 45-50 %. Очевидно, что подобная программа должна быть оценена с точки зрения структуры и динамики всего ТЭБа в целом. Точно также и программы (предложения) направленные на увеличение глубины переработки нефти – сокращение мазута может вызвать увеличение спроса и на газ и на уголь.

Сейчас доля природного газа в топливном балансе России близка к 50 %, а в выработке электроэнергии – 68 %. В 2001 году потребление газа энергетиками выросло на 3,6 % до 143 млрд куб м.

С точки зрения практического перевода станций с газа на уголь ключевым вопросом является соотношение цен на данные энергоресурсы.

При благоприятном соотношении цен на газ и на уголь (при увеличении цен на газ) РАО ЕЭС без всяких инвестиций на действующих мощностях может дополнительно закупать для ТЭС 20-25 млн тонн угля в год.

Именно поэтому и требуется не только устранение ценовых диспропорций на взаимозаменяемые виды топлива: газ- уголь – мазут, но также и возврат к практике периодической разработки национальных балансов добычи и внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов.

Поэтому в случае топливного баланса и можно говорить об определенном возврате к лучшей практике прошлых лет.

### 5.2. Особенности реформирования естественных монополий

Проведение реформ предполагает не только изменение отношений собственности и организационной структуры в направлении, благоприятствующем становлению и развитию конкуренции, но и изменение принципов ценообразования.

И в газовой промышленности и в электроэнергетике предлагается применение примерно одинакового подхода – формирование на начальном этапе двухсекторной системы оплаты за энергоресурсы.

### 5.2.1. Газовая промышленность

Решение проблем видится в создании двухуровневой системы оплаты за природный газ. Первый уровень охватывает сектор регулируемых цен (их назначает ФЭК РФ). Вторым уровнем предполагает наличие сектора, в котором торговля газом идет по свободным ценам. Создание этого сектора пройдет в три этапа:

1. На первом этапе цены индексируются по решению ФЭК РФ.
2. На втором этапе предполагается создание и расширение конкурентной среды торговли газом. Осуществляется переход на свободные цены всех потребителей, кроме населения и бюджетных организаций. Роль государства ограничивается регулированием тарифов на транспортировку газа.
3. На третьем этапе создаются расширенные возможности для выбора поставщиков. Сохраняется государственное регулирование цен для населения и тарифов в сфере транспорта.

Первым шагом формирования системы торговли газом по свободным ценам может стать формирование Федерального оптового рынка газа (ФОРГ).

Технологической базой ФОРГ является Единая система газоснабжения.

Собственно продажу газа, а также баланс интересов производителей и покупателей должна обеспечивать некоммерческая организация – организатор свободной торговли газом (ОСТГ). Организаторами могли бы выступить ОАО «Газпром» и заинтересованные компании (нефтяные, например, со значительной долей добычи попутного газа).

В середине 2002 года ООО «Межрегионгаз» создал электронную площадку для торговли газом по свободным ценам. На данной площадке продается пока только газ независимых производителей, а МРГ выполняет роль системного оператора. Цены продаж на первых «торгах» в октябре 2002 года были примерно на 40 % выше цен ФЭК, то есть примерно 25-28 долл США за 1000 куб м.

Газ, проданный на бирже принадлежал компании «Нортгаз», которая добывает в год около 4,5 млрд куб м газа на Северо-Уренгойском месторождении. Газ при этом продавал не «Нортгаз», а посредник, который купил его у производителя.

Ежегодно «Газпром» готов отправлять на биржу 5-7% всего реализуемого на российском рынке газа – 15-20 млрд куб м. Еще около 50 млрд куб м смогут поставлять нефтяные компании и «Итера». По-видимому, цена на газовой бирже будет на 20-30 % выше средней по России (в конце 2002 года она составляла 18,5 долл за 1000 куб м).

Т.е. предполагается постепенное вытеснение природного газа, продаваемого по регулируемым ценам, природным газом, продаваемым по ценам свободного рынка.

### 5.2.2. Электроэнергетика

Основное направление реформирования электроэнергетики – создание рынка электроэнергии. Также предполагается возможность сосуществования «регулируемого» и «конкурентного» рынков на протяжении двух-трех лет. Среди принципиально важных условий реализации:

- создание коммерческой инфраструктуры;
- установление экономически обоснованных тарифов на регулируемом рынке;
- безусловная оплата услуг и электроэнергии в денежной форме;
- создание условий стимулирующих эффективный труд менеджеров (через систему опционов).

Весной 2002 года правительство внесло в Госдуму РФ пакет законопроектов по электроэнергетике. В него вошло шесть законопроектов:

- ♦ «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию»;
- ♦ «Об электроэнергетике»;

- ♦ «О введении в действие ФЗ «Об электроэнергетике»;
- ♦ «О внесении изменений и дополнений в ФЗ «Об энергосбережении»;
- ♦ «О внесении изменений и дополнений в ФЗ «О естественных монополиях»;
- ♦ поправки во вторую часть ГК РФ.

Данный пакет документов содержит следующие основные элементы реформирования электроэнергетики:

*Первый элемент* реформирования электроэнергетики – структурная реорганизация.

На базе РАО «ЕЭС России» предполагается создать 10 генерирующих компаний. Шесть из них будут состоять из крупных тепловых станций, а четыре – из гидростанций. Каждая компания будет состоять из 4 - 8 генерирующих объектов. Станции, которыми планируется наполнить компании, сейчас являются либо филиалами РАО «ЕЭС России», либо дочерними компаниями, либо входят в одну из девяти региональных энергокомпаний.

Предполагается, что создаваемые компании будут работать на оптовом рынке и конкурировать друг с другом. Для этого компании предполагается сделать близкими по ряду параметров – мощности (в среднем – около 6000-8000 МВт), годовому доходу, а также степени износа основных фондов и расходу топлива. При этом ни одна из новых компаний не должна доминировать на локальном рынке – т.е. покрывать более 60-70%% его потребностей.

Также в течение 2002 - 2003 годов предполагается преобразовать все 72 АО-Энерго. На их месте появятся 10-15 сетевых компаний и 31 территориальная генерирующая компания. В 2004 году РАО начнет продавать территориальные компании.

Все генерирующие компании будут создаваться по следующей общей схеме:

- из состава ряда АО-энерго выделяется отдельная управляющая компания;
- в состав компании передаются электростанции, которые по отдельности входят в АО-энерго;
- магистральные сети переходят в ведение Федеральной сетевой компании;
- местные сети остаются в межрегиональной сетевой компании;
- собственно сбытовых компаний создается, как минимум, две – обычная и гарантирующий поставщик, снабжающий электричеством в основном бюджетных потребителей.

Следует отметить, что при этом возникают достаточно серьезные проблемы для миноритарных акционеров.

*Второй элемент* – приватизация созданных компаний.

Первым шагом является передача в управление инвесторам 6-ти из 10-ти создаваемых оптовых генерирующих компаний (ОГК). Распродажа генерирующих компаний начнется в 2005 году, когда РАО «ЕЭС России» будет преобразовано в холдинг АО-Энерго.

Крупнейшие потребители энергии – промышленные корпорации – получат преимущественное право покупки станций, которые снабжают их электричеством. В последнем случае на рынке могут появиться поставщики и аффилированные с ними потребители, что не позволит создать равные условия конкуренции. Это означает, что может появиться новый тип перекрестного финансирования. Сейчас региональные энергокомиссии вынуждают богатых промышленных потребителей субсидировать сельское хозяйство, бюджетных потребителей и население. А тогда, наоборот, потребители, аффилированные с производителями энергии, будут фактически получать субсидии от других субъектов оптового рынка.

*Третий элемент* – развитие свободного рынка электроэнергии.

В 2003 году через биржу предполагается продавать до 15 % генерации.

Для создания биржи создано некоммерческое партнерство – Администратор Торговой Системы – АТС. Данное партнерство было создано для организации свободного рынка

электроэнергии. В число его учредителей вошли 15 компаний – как дочерние компании РАО «ЕЭС России», так и независимые компании «Иркутскэнерго», «Башкирэнерго», «Татэнерго».

Согласно выработанной модели регулируемый оптовый рынок (ФОРЭМ) останется практически без изменений. На нерегулируемом рынке будет два сектора – спотовый рынок и прямые договоры. На нерегулируемом рынке на начальном этапе предполагается, что будет продаваться 15 % всей генерации.

Основные пожелания независимых энергокомпаний:

- участие в биржевой торговле должно быть добровольным;
- долгосрочные договоры на рынке должны быть двухсторонними (без посредников);
- доступ к сетям для производителей и потребителей – должен быть недискриминированным.

В конце 2002 года – перед внесением пакета законопроектов в Госдуму – были достигнуты договоренности о 100% собственности государства в центральном диспетчерском пункте (системном операторе – СО), а также в атомных станциях. В сетевой компании государство получит 75% плюс одна акция, т.е. его доля будет увеличена с нынешних 52%. По результатам первых чтений в октябре 2005 года, пока электроэнергетика будет переходить на рыночные отношения, жесткое госрегулирование в ней сохранится.

В числе наиболее существенных поправок:

- правительство будет задавать предельные уровни тарифов;
- установлен запрет на веерные отключения должников вместе с добросовестными потребителями;
- введено понятие «гарантирующего поставщика», обеспечивающего дополнительную надежность энергоснабжения для населения;
- субъекты федерации сохранили ряд полномочий по регулированию региональных рынков электроэнергии, в том числе тарифов;
- сохранена возможность существования в отрасли вертикально-интегрированных компаний – в регионах, где конкуренция технологически невозможна.

ФЭК получила право вето в некоммерческом партнерстве – АТС. Главная задача ФЭК в этом случае – не установление тарифов, а выполнение роли арбитра в обеспечении выполнения законов и правил и предотвращение, тем самым, возможных перекосов топливно-энергетического баланса.

Как видно, в России проведение реформ в различных отраслях ТЭКа отличалось значительной асинхронностью. В целом можно сказать, что к настоящему времени заложены лишь основы для проведения реформ в ТЭКе с точки зрения создания условий для формирования конкурентной среды и рыночных принципов ценообразования. При решении данных проблем нельзя и нецелесообразно пренебрегать лучшим опытом планирования и прогнозирования экономики. И, прежде всего, такой как периодическая разработка, оценка и анализ национальных топливно-энергетических балансов. Это позволит более обоснованно подходить к выбору направлений реформирования ТЭК и ликвидации возникающих «провалов» рынка.