

РОСТ ЦЕН НА ГАЗ: НОВЫЕ ВЫЗОВЫ ДЛЯ БЕЛОРУССКОЙ ЭКОНОМИКИ*

Елена Ракова, Ирина Точицкая, Глеб Шиманович**

Резюме

В работе исследуется функционирование энергетического сектора Беларуси (газового и электроэнергетического). Особое внимание уделяется анализу тарифной политики как основному инструменту регулирования сектора, рассмотрены недостатки существующей политики регулирования сектора, а также приводится опыт стран Центральной и Восточной Европы по реформированию сектора. Анализ, проведенный на основе модели общего равновесия, показывает высокую чувствительность белорусской экономики к шокам, вызванным повышением цен на газ. В результате моделирования было установлено, что если не будут предприняты меры, через 5–7 лет при сложившемся уровне энергопотребления статические потери благосостояния при повышении цен до уровня в 230 долл. США могут составить 20% потребления, а снижение ВВП – 15.7%. В работе предлагаются направления реформирования энергетического сектора, которые будут способствовать повышению эффективности его функционирования сектора и снижению энергопотребления. Особое внимание уделяется партнерству частного и государственного секторов, которое следует рассматривать не только как средство финансирования энергетического инфраструктуры, но также как мощный инструмент сокращения издержек, улучшения качества предоставляемых услуг.

Классификация JEL: C68, P22, Q32, Q43, Q48

Ключевые слова: энергетический сектор, тарифная политика, энергоэффективность, реформирование энергетического сектора, энергетический шок, модель общего равновесия

Рабочий материал Исследовательского центра ИПМ
WP/07/03



ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР ИПМ

исследования • прогнозы • мониторинг

ул. Захарова, 76–88, 220088, Минск, Беларусь

тел./факс +375 17 210 0105

веб-сайт: <http://research.by/>, e-mail: research@research.by

© 2007 Исследовательский центр ИПМ

Позиция, представленная в документе, отражает точку зрения авторов и может не совпадать с позицией организаций, которые они представляют

* Работа подготовлена при поддержке Белорусского фонда общественной политики.

** Елена Ракова – кандидат экономических наук, экономист Исследовательского центра ИПМ, e-mail: rakova@research.by; Ирина Точицкая – кандидат экономических наук, заместитель директора Исследовательского центра ИПМ, e-mail: tochitskaya@research.by; Глеб Шиманович – экономист Исследовательского центра ИПМ, e-mail: shymanovich@research.by.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение	3
2. Энергетический сектор Беларуси: структура, проблемы, тенденции.....	4
2.1. Изменение ценовой политики «Газпрома»	4
2.2. Значение газа для Беларуси и основные характеристики сектора.....	6
2.2.1. Структура сектора.....	6
2.2.2. Динамика изменения цен на импортируемый из России газ.....	7
2.2.3. Ценообразование и тарифы на газ.....	11
2.3. Экономический эффект повышения цен на газ: количественная оценка.....	14
2.4. Важность реструктуризации газовых предприятий и уроки стран ЦВЕ.....	18
2.5. Электроэнергетика.....	20
2.5.1. Структура отрасли	20
2.5.2. Ценообразование.....	22
2.6. Регулирование тарифов и нормы прибыли: что эффективнее	23
3. Энергоэффективность белорусской экономики: пути повышения.....	25
3.1. Фактический уровень энергоэффективности	25
3.2. Инструменты повышения энергоэффективности	27
3.2.1. Комбинированное производство тепла и электроэнергии.....	27
3.2.2. Торговля эмиссиями	29
3.2.3. Частно-государственное партнерство	30
3.3. Международный опыт мероприятий по увеличению эффективности функционирования электроэнергетического сектора	35
3.3.1. Организационная структура сектора	35
3.3.2. Реформы и требования Европейского союза	36
4. Выводы и рекомендации в области экономической политики	37
4.1. Выводы.....	37
4.2. Рекомендации в области экономической политики.	39
Приложение А. Сравнительный обзор политики в области природного газа в некоторых странах ЦВЕ (1 полугодие 2002 г.)	43
Приложение Б. Функциональная структура газового сектора в некоторых странах ЦВЕ.....	44
Приложение В. Участие ОАО «Газпром» в газотранспортных системах стран СНГ	45

1. ВВЕДЕНИЕ

Одной из составляющих успеха белорусской экономической модели, позволяющей извлекать достаточно существенные объемы прибыли (ренды) являются тесные отношения с Россией. Наилучшим образом эту ситуацию демонстрируют поставки дешевых энергоносителей. Например, Беларусь, по-прежнему, платит самую низкую цену за газ среди стран СНГ. Долгое время в силу отсутствия российской экспортной пошлины при поставках нефти на нефтеперерабатывающие заводы, Беларусь дополнительно зарабатывала более 2 млрд долл. США в год.

В начале 2007 г. Беларусь столкнулась с первым ценовым шоком вследствие повышения цены на газ с 46.67 до 100 долл. США за тыс. м³. В результате, только за поставки газа страна должна будет дополнительно заплатить более 1 млрд долл. США. К этому можно добавить еще и финансовые потери от новых условий поставки нефти на белорусские НПЗ и экспорта белорусских нефтепродуктов. В результате чего рентабельность нефтепереработки в Беларуси снизилась с 20 до 1%. При этом следует отметить, что рост цен на импортируемые энергетические ресурсы продолжится для выхода на мировые цены через пять лет.

Сложные переговоры с Россией в конце 2006 – середине 2007 гг. и намерение России изменить модель отношений с Беларусью от субсидирования в сторону рыночной направленности выявили ряд проблем и вызовов, стоящих перед белорусской экономикой, и подчеркнули необходимость реформ. *Во-первых*, это высокая зависимость Беларуси от импортируемой энергоресурсов. Беларусь покупает у России 85% всех ТЭР (примерно 100% газа, 30% электроэнергии, 95% сырой нефти). *Во-вторых*, отсутствие реформ в энергетическом секторе делает энергетические предприятия неэффективными и неконкурентными. Низкие тарифы для отдельных предприятий, а также населения и сельского хозяйства ведут к росту тарифов для остальных промышленных предприятий и негативно сказываются на финансовом положении энергетических предприятий. В результате, увеличивается себестоимость промышленной продукции, снижаются инвестиционные и инновационные возможности энергетических предприятий по росту своей эффективности. *В-третьих*, низкие цены на ТЭР не стимулируют энергосбережение. Несмотря на значительное улучшение ситуации в последние годы, энергопотребление в Беларуси остается на очень высоком уровне (в два-три раза выше, чем в странах с развитой рыночной экономикой), что ведет к неэффективному потреблению дорожающих ресурсов и неэкономному расходованию бюджетных ресурсов на покупку импортируемых ТЭР.

Таким образом, все вышеназванные экономические проблемы – от низкой диверсификации поставок до нехватки стимулов к энергосбережению – создают угрозы экономической безопасности и стабильному экономическому развитию Беларуси. Эти проблемы нельзя решить за один день. Однако реформа предприятий энергетического сектора, повышение эффективности их функционирования (дерегулирование сектора), реформа политики регулирования, и в первую очередь, тарифной политики, создание реальных механизмов по энергосбережению (инструменты ЧПП) и прочие изменения будут способствовать снижению зависимости Беларуси от поставок российского газа, ее более высокой экономической и энергетической безопасности.

Данная работа построена следующим образом. Во втором разделе анализируется структура и принципы функционирования энергетического сектора Беларуси, основные изменения, проблемы и вызовы, стоящие перед энергетическими предприятиями, а также реформы, осуществленные странами ЦВЕ для повышения эффективности работы сектора. Здесь также представлена количественная оценка последствий роста цена на газ для белорусской экономики. В третьем разделе анализируется энергоэффективность белорусской экономики и основные направления по изменению ситуации. Четвертый раздел содержит основные выводы и рекомендации авторов. В приложении приведены отдельные таблицы и схемы, подтверждающие точку зрения авторов.

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР БЕЛАРУСИ: СТРУКТУРА, ПРОБЛЕМЫ, ТЕНДЕНЦИИ

2.1. Изменение ценовой политики «Газпрома»

В последнее время острота дискуссии по поводу высокой зависимости Европы от российского природного газа и ценовой политик «Газпрома» особенно усилилась. Поставки российского газа в Европу осуществляет ОАО «Газпром» – российская государственная газовая монополия, контролирующая порядка 16% мировых запасов газа, о которой часто говорят как об основном инструменте внешней политики России. На самом деле степень зависимости европейских стран от российского газа далеко не одинакова. В 2005 г. «Газпром» удовлетворял примерно 28% спроса на газ в Европе, а его доля в структуре европейского импорта газа составляла около 60%. По степени зависимости от российских поставок газа (которая весьма неоднородна) страны Европы можно условно разделить на три группы.

В первую группу входят такие страны Западной Европы, как Франция, Германия и Италия, которые удовлетворяют значительную часть своих потребностей в газе с помощью «Газпрома», однако имеют и другие источники поставок (например, страны Северной Европы, Алжир). Они связаны с этими поставщиками действующими газопроводами. Наиболее зависима от «Газпрома» Германия (в 2005 г. доля «Газпрома» в ее структуре газопотребления составила 44%), а у остальных степень зависимости варьирует от нуля до примерно 25%. «Газпром» осуществляет поставки в эти страны в соответствии с долгосрочными контрактами, по ценам, которые привязываются к цене корзины нефтепродуктов в Европе с примерно шестимесячным лагом.

Во вторую группу входят страны ЦВЕ – например, Чешская Республика и Республика Польша, которые покупают у «Газпрома» основную часть необходимого им газа, по ценам, близким к рыночным. Способность этих стран диверсифицировать источники энергетических поставок в будущем в значительной степени зависит от того, насколько цены, по которым они покупают газ, будут близки к рыночному уровню, а также от их желания и возможности инвестировать средства в экономически жизнеспособную газопроводную инфраструктуру.

В третью группу входят некоторые страны бывшего Советского Союза, в частности Украина и Беларусь, которые потребляют практически только российский газ, причем по субсидируемым, очень низким ценам. Например, Украина до 2005 г. платила «Газпрому» 50 долл. США за 1 тыс. м³, а Беларусь до 2007 г. – 46.68 долл. При этом средняя цена реализации российского газа в Западной Европе за первые девять месяцев 2005 г. равнялась 181 долл. за 1 тыс. м³.

Из-за низкого уровня цен указанные страны долгое время были экономически мало заинтересованы во внедрении энергосберегающих технологий (которые стали приметой жизни развитых стран в 1970е годы). По этой причине страны бывшего Советского Союза по-прежнему отличаются расточительностью в использовании энергии (особенно в промышленности и коммунальном секторе), а газ остается основным компонентом их топливно-энергетических балансов. Это усиливает их зависимость от поставок российского газа и одновременно повышает их чувствительность к повышениям цен на газовом рынке.

Таким образом, в течение долгого времени Россия фактически субсидировала экономики многих стран СНГ. Начало новой политики было положено в 2005 г. Именно 2005 г. характеризовался изменением ценовых условий поставок российского газового монополиста РАО «Газпром». Фактически для всех стран, кроме Беларуси, цены на газ были значительно повышены (табл. 1). Так, в середине 2005 г. «Газпром» объявил о намерении увеличить цены на газ для прибалтийских государств до общеевропейского уровня. Если в 2005 г. цена 1 тыс. м³ газа составляла 92–94 долл. США для Латвии (поставлено 1.3 млрд м³), 85 долл. США –

для Литвы (3.56 млрд м³), 90 долл. США – для Эстонии (0.73 млрд м³), то в 2006 г. эти страны покупают газ по 120–125 долл. США за тыс. м³.¹

При этом для каждой страны СНГ, и даже зачастую ЦВЕ, новые ‘рыночные’ цены определяются индивидуально. Для стран Европы основой является т.н. «европейская рыночная формула», согласно которой цена на газ ставится в зависимость от конкурирующих видов топлива – нефти и электроэнергии, а также стоимость доставки. Поскольку цены на нефть в последние годы значительно выросли, то увеличились и цены на газ (за 2005 г. цены выросли в 1.7 раза). Цены на газ, поставляемый в Европу, дифференцированы. Например, в 2005 г. Россия продавала газ Германии по цене 200 долл. США за тыс. м³, Словении и Словакии – 180 долл. США, Польше – 120 долл. США. Для стран СНГ при дифференциации цены газа имеют значение транзитные возможности страны, ее готовность идти на создание совместных предприятий, другие факторы (в том числе политические). Поскольку резкое одномоментное повышение цен грозило различными шоками для экономик стран СНГ, многие из них (Армения, Молдова) предпочли передачу контрольного пакета акций своих газотранспортных предприятий «Газпрому» или его «дочкам».

Таблица 1

Динамика изменения экспортных цен РАО «Газпром» в 2000–2006 гг.

Страна	Цена на газ до 2006 г., долл. США за тыс. м ³	Цена в 2006 г., долл. США за тыс. м ³	Темп роста,%
Азербайджан	60	140	233
Армения	54	110	204
Беларусь	47	47	--
Грузия	62	110	176
Молдова	80	110 ¹	137
Украина	50	230 (95) ²	190

Примечание: ¹ Молдова передала «Газпрому» большую часть акций своего газотранспортного предприятия «Молдовагаз» (Moldova-gaz), в результате чего в первом полугодии цена была зафиксирована на уровне 110 долл. В дальнейшем «Газпром» намеревается повысить ее до 160 долл. США за тыс. м³, однако в настоящий момент идут переговоры.

² Цена для Украины была определена очень специфическим образом. «Газпром» продает зарегистрированной в Швейцарии компании «РосУкрЭнерго» газ по «рыночным европейским ценам» с первоначальной ценой 230 долл. США за тыс. м³. (всего в 2006 г. будет продано 17 млрд м³ газа). Одновременно «Газэкспорт» («дочка «Газпрома») и «Нафтогаз Украины» передали «РосУкрЭнерго» свои контракты на закупку в 2006 г. 56 млрд м³ газа из Средней Азии (у Туркменистана, Узбекистана и Казахстана) – этот объем соответствует объемам газа, который Украина планирует импортировать в 2006 г. В первом полугодии 2006 г. Украина покупает газ у компании «РосУкрЭнерго» по средней цене 95 долл. США за тыс. м³. За транзит российского газа через территорию Украины «Газпром» платит 1.6 долл. США за тыс. м³. на 100 км (до 01.01.2006г. тариф составлял 1.09 долл. США). Однако согласно допсоглашению «Газпром» до 2009 г. будет платить за транзит по прежней ставке 1.09 долл. США, а не 1.6: разница пойдет в счет погашения части украинского долга за газ, составляющего 1.2 долл. США млрд.

Источник: по данным различных интернет-ресурсов.

Среднеевропейский тариф на транзит газа составляет 2 евро или 2.6 долл. США. Соответственно, изменение цен на газ для большинства стран СНГ повлекло за собой и изменение ставок на транзит российского газа в Европу. Однако, как правило, рост цен на транзит не может компенсировать для страны рост цен на импортируемый газ.

Таким образом, в 2006 г. наблюдались две новые тенденции. С одной стороны, РАО «Газпром» стремительно увеличивал собственную капитализацию², приобретая все новые

¹ С 1 июля «Газпром» принял решение повысить цену на газ для Литвы со \$105 до \$135 за тыс. м³. Это произошло на фоне резкой критики политики России на балтийско-черноморском форуме в Вильнюсе и призывов президента Литвы Валдаса Адамкуса к странам ЕС создать единый фронт против строительства Северо-Европейского газопровода.

² Рыночная капитализация (англ. market capitalization) акционерной компании — это стоимость всех ее акций, т.е. цена, которую необходимо было бы заплатить в случае ее покупки. Вычисляется данная величина как произведение цен акций на количество выпущенных акций.

активы, оптимизируя и рационализируя в том числе и ценовую политику для стран СНГ. Так, рост капитализации «Газпрома» увеличился с 10 млрд долл. США в 2000 г. до 225 млрд долл. США в начале 2006 г.³. С другой стороны, новая ценовая политика «Газпрома» дала основания экспертам говорить о «энергетических войнах», начало которым было положено 1 января 2003 г., когда были прекращены поставки нефти через латвийский порт Вентспилс. Далее каждый год был ознаменован то энергетическим спором с Украиной (2005 г.) и Беларусью (2004 г. и 2006 г.), то аварией на одной из веток нефтепровода «Дружба», поставляющей нефть на польский НПЗ в литовском Мажейкяй.

Таким образом, в настоящее время, по мнению многих экспертов, ТЭР перестали быть т.н. *simple commodities* – просто товарами и перешли в разряд *political commodities*. А раз есть политический товар, то для него должен быть и специфический политический рынок. Соответственно, страны-транзитеры и потребители российской энергии требуют и нуждаются в рычагах влияния на Россию – через нормы вступления России в ВТО, договор о стратегическом партнерстве или Энергетическую хартию. Пока Россия предпочитает двусторонний формат договоренностей и легко переигрывает партнеров по спору. Цены на поставляемый из России природный газ превратились в действенный инструмент поощрения и наказания стран СНГ в зависимости от их политики в отношении России. Соответственно, для большинства стран СНГ и стран Балтии на повестку дня стал вопрос о модернизации своих предприятий в сторону большей энергоэффективности, диверсификации поставляемых в страну энергоносителей, развитии местных и возобновляемых источников энергии.

2.2. Значение газа для Беларуси и основные характеристики сектора

2.2.1. Структура сектора

На протяжении 2000–2007 гг. газ является стратегическим сырьем для белорусской экономики. Пытаясь снизить затраты национальных производителей за счет использования дешевого российского газа, Беларусь увеличила долю газа в первичном потреблении ТЭР с 43% в 1990 г. до 65% в настоящее время.

В отличие от Украины и Молдовы, в Беларуси несколько иная структура потребления газа. Основным потребителем природного газа является государственный концерн «Белэнерго» (58%). 95% электростанций концерна «Белэнерго» используют газ для производства электроэнергии. Промышленность потребляет 18% газа, причем несколько предприятий нефтехимической отрасли расходуют около более половины этого объема. Самые крупные белорусские предприятия-потребители газа, такие как «ГродноАзот», могилевское «Химволокно», «Нафтан», являются крупнейшими экспортерами и налогоплательщиками. Отсутствие газа или резкий рост его стоимости означает не только нежелательные экономические последствия непосредственно для этих предприятий, часть из которых имеет непрерывный цикл производства, но и для экономики в целом. Рост цен на газ, помимо экономических, несет и политические угрозы: 90 городов из 104 и 60 поселков городского типа из 110 отапливаются газом.

Газовый сектор Беларуси представлен газотранспортным предприятием ОАО «Белтрансгаз» (100% госсобственность) и государственным концерном «Белтопгаз», контролируемым Министерством энергетики. «Белтрансгаз» отвечает за транспортировку газа в Беларусь и транзит газа за ее пределы, в то время как предприятия концерна «Белтопгаз» занимаются распределением и продажами газа конечным потребителям внутри страны.

³ В результате российский концерн по капитализации вышел на шестое место в списке крупнейших мировых публичных компаний, оставив позади «Шелл» (Shell) и «Бэнк оф Америка» (Bank of America). Среди нефтегазовых гигантов «Газпром» занимает третью строчку за «Экссон мобил» (ExxonMobil) и «Бритиш Петролеум» (British Petroleum). По оценкам Morgan Stanley, капитализация «Газпрома» в ближайшее время достигнет 330 млрд долл. США.

Транспортировка и распределение газа потребителям осуществляются следующим образом. На первом этапе РАО «Газпром» поставляют газ ОАО «Белтрансгаз», затем «Белтрансгаз» отпускает газ концерну «Белтопгаз» и, наконец, областные сбытовые предприятия концерна (облгазы) осуществляют распределение и сбыт газа конечным потребителям и населению. Поскольку тарифа на услуги по распределению газа внутри страны не существует, их стоимость скрыта в конечной цене газа. Это же относится и к транспортировке газа конечным потребителям. Ее стоимость скрыта в цене, по которой «Белтрансгаз» продает газ концерну «Белтопгаз». Таким образом, конкуренция в этих потенциально конкурентных областях значительно ограничена, поскольку не существует ясных правил, регулирующих доступ третьих лиц к газотранспортным сетям. Доступ в газотранспортные сети этих предприятий является предметом отдельных переговоров в каждом конкретном случае (например, для «ИТЕРЫ» при поставках газа на «ГродноАзот»).

2.2.2. Динамика изменения цен на импортируемый из России газ

До 2002 г. Беларусь покупала природный газ у России по коммерческим ценам (40–50 долл. США за тыс. м³).⁴ Подписанное в апреле 2002 г. межправительственное соглашение «О единой ценовой политике» создало предпосылки для снижения цен в Беларуси на потребляемый газ. РУП «Белтрансгаз» стало покупать российский газ на границе по цене пятого пояса Российской Федерации – долл. США 22 за 1000 м³. При этом Россия снизила тарифы только на 10 млрд м³ газа, поставляемого РАО «Газпром»; снижение тарифов не коснулось остального газа, поставляемого другими компаниями.

В начале ноября 2002 г. Беларусь столкнулась с первыми перебоями в газовом снабжении, поскольку РАО «Газпром» сократило свои поставки газа в Беларусь на 30% в связи с перебором лимита дешевого газа, установленного межправительственным соглашением. В результате в конце 2002 г. Беларусь покупала газ по 38 долл. США за 1 тыс. м³ (вместо 22 долл. США) у коммерческого поставщика ООО «Нефтегазовая компания «Итера».

2 мая 2003 г. Президиум Совета министров одобрил стартовые условия для создания на базе РУП «Белтрансгаз» совместного предприятия. Рыночную стоимость акций белорусская сторона оценила в 7 трлн руб. (3,5 млрд долл. США), что в пять раз больше стоимости уставного капитала предприятия. Контрольный пакет акций должен был остаться у белорусской стороны, которая также выставила еще ряд дополнительных условий (инвестиции в размере 1 млрд долл. США в трубопроводы и сети, увеличение транзита газа и пр.). Тем не менее, несмотря на отсутствие договоренностей по созданию СП, в июне 2003 г. РУП «Белтрансгаз» было акционировано.

6 сентября 2003 г. глава РАО «Газпром» объявил о том, что российская сторона вследствие завышения белорусской стороной стоимости уставного фонда и выставленных дополнительных условий не заинтересована более в создании СП на базе ОАО «Белтрансгаз» и продаже Беларуси газа по льготным ценам. Федеральная энергетическая комиссия России на основании постановления правительства освободила РАО «Газпром» от обязательств поставлять с 1 января 2004 г. природный газ в Беларусь по ценам пятого ценового пояса России.⁵

Между тем в правительстве Беларуси посчитали выполненными все необходимые мероприятия, оговоренные межправительственным соглашением от 12 апреля 2002 г. о расширении сотрудничества в газовой отрасли, а предложенные белорусской стороной условия создания совместного газотранспортного предприятия, касающиеся рыночной стоимости пакета акций ОАО «Белтрансгаз», объема транзита российского газа через территорию Белару-

⁴ Однако действительная цена была значительно ниже вследствие множественности валютных курсов, когда официальный курс отличался от рыночного в два-три раза, а значительная часть платежей (80%) осуществлялась в товарной форме.

⁵ Пункт 2 распоряжения правительства РФ №927р от 09.07.2002 г. о цене газа, поставляемого в Беларусь на уровне пятого ценового пояса России.

си, прав собственности на контрольный пакет акций и внесения в уставный фонд создаваемой организации белорусского участка газопровода «Ямал – Европа» – обоснованными.

В октябре – декабре 2003 г. интенсивные переговоры между РАО «Газпром» и ОАО «Белтрансгаз» продолжились, однако никаких договоренностей до конца года так и не было достигнуто. Поскольку совместное предприятие на базе ОАО «Белтрансгаз» не было создано, то впервые за последние пять лет между странами не был подписан единый энергетический баланс, не утверждены цены и объемы поставок газа («Газпромом»). В начале 2004 г. Беларусь покупала газ у коммерческих поставщиков – российских компаний «ТрансНафта» и «Итера».

18 февраля 2004 г. «Газпром» перекрыл все поставки газа в Беларусь, включая собственный транзит в Европу, поскольку Беларусь начала несанкционированный отбор газа. Давление в магистральных трубопроводах снизилось почти в два раза, что создало чрезвычайную ситуацию. На следующий день поставки газа были возобновлены, однако стратегические противоречия между РАО «Газпром» и ОАО «Белтрансгаз» не были решены, а контракт по поставкам газа на 2004 г. не был подписан.

В июне, когда независимые поставщики практически выбрали свои квоты на поставки, через 6 месяцев упорных переговоров стороны подписали компромиссный вариант по поставкам газа в Беларусь в 2004 г.⁶ Согласно этому контракту цена газа составила 46.68 долл. США за тыс. м³ (примерно на 24% выше чем в 2003 г.). Стоимость транзита через магистральные трубопроводы «Белтрансгаза» составила 0.75 долл. США за тыс. м³ за 100 км (в 2003 г. она составляла 0.55 долл. США) и 0.46 долл. США (0.46 долл. США в 2003 г.) для транзита по принадлежащему России газопроводу «Ямал-Европа»⁷. Дополнительно, в качестве компенсации за возросшую цену газа, Россия предоставила Беларуси межгосударственный кредит в размере 175 млн долл. США (кредитные средства были предоставлены на 5 лет, ставка кредита – Libor + 0.8%. Первая выплата по кредиту – через 2 года)⁸.

В течение 2004 г. переговоры о создании совместного предприятия и приватизации ОАО «Белтрансгаз» значительно не продвинулись. Независимая оценка активов «Белтрансгаза» сделана не была. В результате этого, контракт о поставках и ценах газа на 2005 г. был подписан только 30 декабря 2004 г., поскольку стороны долгое время не могли договориться о ценах. Цены на транзит не изменились, в то время как цены на газ выросли на 18% (цена осталась на уровне 2004 г. плюс 18% НДС, добавляемого и уплачиваемого с января 2005 г. в Беларуси)⁹. Беларусь получит 19.1 млн м³ газа и 1.4 млн м³ «РАО «Газпром» поставит при наличии технической возможности. Ставка тарифа на транзит, несмотря на желание белорусской стороны ее увеличить, осталась неизменной (0.75 долл. США за 100 км транзита по трубопроводам ОАО «Белтрансгаз» и 0.46 долл. США за транзит по трубопроводу «Ямал-Европа»).

Контракт на поставку и транзит газа по территории Беларуси в 2005 г. был подписан только 30 декабря 2004 г. Задержка с подписанием контракта была связана с желанием белорусского правительства снизить цену на импортируемый газ на величину НДС (до 39.56 за тыс. м³)¹⁰. Однако в соответствии с подписанным контрактом, Беларусь покупала газ по

⁶ В 2004 г. Беларусь импортировала 20,5 млрд м³ газа, что на 9% больше, чем в 2003 г. Транзит газа составил 35.3 млрд м³ (на 6.6% больше), из которых 23.5 млрд м³ было перекачано через газопровод «Ямал-Европа» (в 2003 г. – 21.8 млрд м³).

⁷ В сравнении с 2003 г. Беларусь должна была заплатить «Газпрому» примерно на 170 млн долл. США. В свою очередь, «Газпром» должен был заплатить примерно на 45 млн долл. США больше за транзит своего газа в Европу.

⁸ Кредит был получен в декабре 2004 г. Из общей суммы 25 млн долл. США было возвращено в счет погашения задолженности предыдущих лет, остальное было включено в государственный бюджет.

⁹ С января 2005 г. Беларуси и Россия перешли на новый принцип взимания НДС по стране назначения.

¹⁰ С 2005 г. Россия и Беларусь перешли во взаимной торговле на принцип взимания НДС по стране назначения, и НДС теперь уплачивается в белорусский бюджет. Т.е. формально, Беларусь покупала газ по цене 2004 г. Однако фактически цена выросла на 18%, в то время как белорусская сторона настаивала на ее снижении на 18% - до 39.56 долл. США за тыс. м³. Таким образом, в 2005 г. фактически все цены импорта (в первую очередь газ)

46.68 долл. США за тыс. м³. (рис. 1), ставки транзита также не изменились, составив 0.75 долл. США за тыс. м³. на 100 км транзита по трубопроводам ОАО «Белтрансгаз» и 0.46 долл. США – за транзит по российскому трубопроводу «Ямал-Европа»¹¹.

В течение 2005 г. переговоры о создании совместного предприятия и приватизации ОАО «Белтрансгаз» были фактически заморожены, хотя они и активизировались в конце года, когда стороны подписывали газовое соглашение на 2006 г. Однако, несмотря на сохранение для Беларуси крайне льготной цены на газ и в 2006 г.¹², подробности соглашений в области приватизации ОАО «Белтрансгаз» так и не стали известны¹³.

Необходимость во время и полностью оплачивать импортируемый из России газ послужила катализатором отдельных структурных реформ в секторе. В течение 2003–2005 гг. правительство проводило активную политику повышения платежной дисциплины и сокращения задолженности за поставленный в страну газ. В результате, в 2005 г. ОАО «Белтрансгаз» полностью оплатил текущее потребление, а уровень оплаты составил 100.4%. Таким образом, в 2005 г. отсутствовала просроченная текущая задолженность российским поставщикам за поставки газа. В целом за 2005 г. Беларусь сократила внешний долг за газ на 69.6 млн долл. США, который составил на 01.01.2006 г. 88.3 млн долл. США (в том числе 15.7 млн – текущая задолженность за природный газ, поставленный в декабре 2005 г.). При этом Беларусь выполнила установленный соглашением от 05.12.2003 г. объем погашения задолженности за поставки предыдущих лет (оплачено 26.5 млн долл. США).

Кроме того, административные меры и жесткие нормы по использованию бартера и необходимость 100% оплаты за потребленный газ конечными потребителями существовавшие в 2003 г., были еще более усилены в 2004–2005 гг., что привело к значительному улучшению платежной дисциплины внутри страны и существенному сокращению неденежных форм расчетов (менее 5%). Однако полностью ликвидировать просроченную задолженность не удалось (табл. 2). При этом основное сокращение задолженности потребителей газа произошло благодаря административным мерам (списание, реструктуризация задолженности, бюджетные субсидии).

Основными должниками газовиков является электроэнергетика и отдельные предприятия промышленности и сельского хозяйства. На долю концерна «Белэнерго» приходится более 70% всей задолженности потребителей газа. «Белэнерго» увеличил кредитную задолженность банкам для своевременной оплаты текущего потребления, однако концерн не в состоянии оплатить задолженность предыдущих лет из-за сложного финансового состояния и наличия собственных неплательщиков за поставленную электроэнергию.

В 2006 г. в принципах и результатах функционирования белорусского газового сектора особых изменений не произошло. Поставки российского газа по самым низким в странах СНГ ценам и уверенность в сохранении такой ситуации в ближайшем будущем предопреде-

из России были увеличены на 18% (сумму НДС), поскольку ранее НДС был включен в цену импорта. В результате значительных объемов импорта из России ТЭР, белорусский бюджет получил значительные денежные средства, однако конкурентоспособность белорусской продукции из-за возросших издержек – снижена.

¹¹ В целом за 2005 г. Беларусь потребила 20.12 млрд м³ или 102.4% к уровню 2004 г. Объем транзита по территории Беларуси возрос на 15.5% до 40.8 млрд м³, однако основной рост транзита пришелся на российский газопровод «Ямал-Европа», доля которого составила более 66% всего объема транзита (27 млрд м³).

¹² В 2006 г. РАО «Газпром» существенно увеличило цены на газ для всех стран СНГ кроме Беларуси.

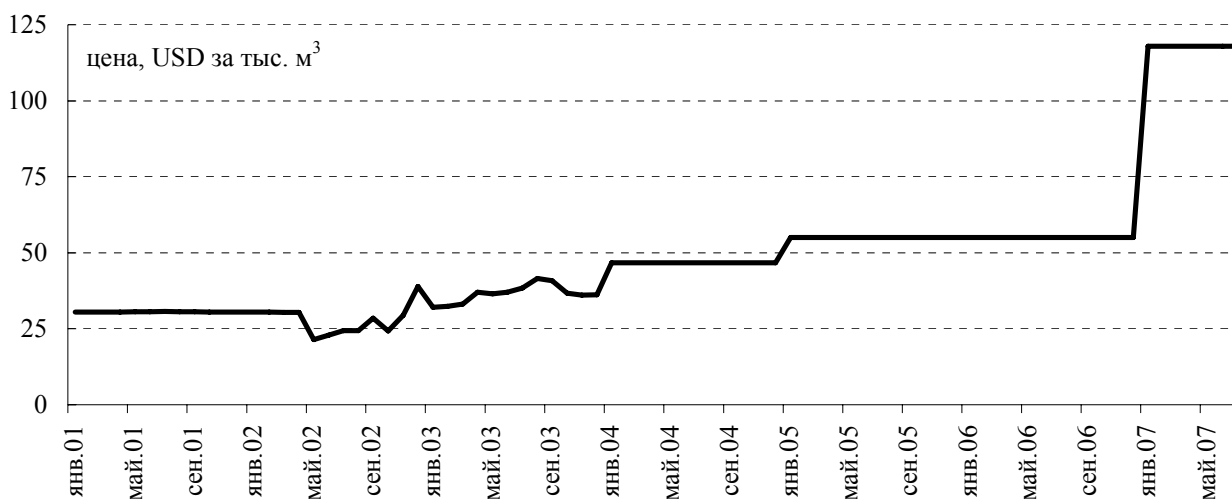
¹³ В ноябре 2005 г. президент Беларуси А. Лукашенко подписал указ № 466, которым он разрешил добровольное отчуждение акций ОАО «Белтрансгаз», приобретенных работниками предприятия в ходе его акционирования. Через несколько дней собрание акционеров ОАО «Белтрансгаз» приняло решение о выкупе акций у акционеров с последующей безвозмездной передачей их в собственность государства по номинальной цене. Акционерам-физлицам принадлежало 0.103% уставного фонда АО. В ходе льготной приватизации работники выкупили 236709 простых акций на сумму Br 946,836 млн по цене на 20% ниже номинала. Номинальная стоимость акции составляет Br 5000, ее реальная цена неизвестна, поскольку все акции принадлежат государству. Таким образом, «Белтрансгаз» стал акционерным обществом со 100% государственной собственностью. Наличие у работников даже минимального пакета акций затрудняло переговоры с РАО «Газпром» о создании совместного предприятия на базе ОАО «Белтрансгаз» на паритетных началах.

лили отсутствие значимых структурных реформ и «консервирование» ситуации, как в секторе, так и в экономике в целом.

Контракт между ОАО «Газпром» и ОАО «Белтрансгаз» на поставки и транзит газа в 2006 г. был подписан 27 декабря 2005 г.¹⁴ Цена на импортируемый газ и ставки транзита остались на уровне предыдущего года. В 2006 г. согласно договору Газпром должен был поставить в страну 21 млрд м.³, в том числе 1.5 млрд м.³ – при наличии технической возможности.

В результате, в 2006 г. Беларусь покупала газ по 46.68 долл. США за тыс. м.³. (без НДС), рис. 1. Ставки транзита также не изменились, составив 0.75 долл. США за тыс. м.³. на 100 км транзита по трубопроводам ОАО «Белтрансгаз» и 0.46 долл. США – за транзит по российскому трубопроводу «Ямал-Европа».

В целом за 2006 г. Беларусь потребила 20.8 млрд м.³ или 103.3% к уровню 2005 г. (20.12 млрд м.³). Объем транзита по территории Беларуси составил 44.2 млрд м.³, что является наибольшей величиной за все время существования газопроводов в Беларуси (рост на 11% по сравнению с прошлым годом). Однако основной рост транзита пришелся на российский газопровод «Ямал-Европа», доля которого составила 70% всего объема транзита (31 млрд м.³).



Примечание. Включая НДС.

Источник: Министерство статистики и анализа.

Рис. 1. Динамика цен на импортируемый в Беларусь газ в 2001–2007 гг.

Представители Газпрома неоднократно заявляли, что Газпром переходит на рыночные принципы сотрудничества со всеми странами-импортерами, и в 2007 г. Беларусь перестанет быть исключением. Поставки газа в 2006 г. по очень льготной цене¹⁵ представители Газпрома объяснили несколькими факторами. Во-первых, Россия и Беларусь создают Союзное государство, что подразумевает единые стандарты в формировании экономической политики. Во-вторых, в 2005 г. все документы по правам собственности Газпрома на белорусский участок трубопровода «Ямал-Европа» (более половины всего объема транзита газа через Беларусь идет по этому трубопроводу) были окончательно подготовлены и подписаны. В-третьих, в 2005 г. переговоры по созданию совместного предприятия с Газпромом в рамках приватизации Белтрансгаза были возобновлены¹⁶.

¹⁴ Транзит газа по территории Беларуси осуществляет монополист ОАО «Белтрансгаз», которое эксплуатирует около 7 тыс. км газопроводов в одностороннем исчислении, в том числе 575 км газопровода Ямал-Европа.

¹⁵ Цена на газ для Азербайджана составила USD140 за тыс. м.³, для Армении, Грузии, Молдовы – 110, для Украины – 95.

¹⁶ Тем не менее, белорусская сторона не дала каких-либо юридических гарантий по созданию совместного предприятия в 2006 г.

Тем не менее, несмотря на активизацию переговорных процессов в 2005 г., в 2006 г. совместное предприятие между Газпромом и Белтрансгазом не было создано. В течение более чем двух лет стороны не могли найти оценщика, устраивающего обе стороны. В июле 2006 г. белорусская и российская стороны согласились с тем, что рыночную оценку активов Белтрансгаза сделает один из крупнейших банков Нидерландов ABN Amro. В ноябре 2006 г. банк представил результаты своей оценки правительству, однако эта информация носила закрытый характер¹⁷. Переговоры о создании совместного предприятия в очередной раз активизировались в конце 2006 г., когда велись напряженные переговоры с Газпромом о заключении контракта на поставку газа в 2007 г.

Вследствие сложных переговоров по оценке Белтрансгаза и заключению контракта на поставку газа в 2007 г. Белтрансгаз полностью платил за текущее потребление газа. Таким образом, в 2006 г. отсутствовала внешняя задолженность российскому поставщику за потребленный газ. При этом Беларусь выполнила установленный соглашением от 05.12.2003 г. объем погашения задолженности за поставки предыдущих лет.

Однако в расчетах конечных (внутренних) потребителей ситуация не была настолько благоприятной. Долги конечных потребителей концерну «Белтопгаз» составили 33% всех задолженности за потребленные в стране ТЭР. Несмотря на текущую 100% оплату поставок газа потребителями, в стране сохранилась просроченная задолженность. Основными должниками газодовиков являются концерн «Белэнерго» и отдельные предприятия промышленности и сельского хозяйства. В целом за год долги внутренних потребителей сократились на 30% или 55.47 млн долл. США (табл. 2).

Таблица 2

Просроченная задолженность потребителей за газ, млн долл. США

	на 01.01.03	на 01.01.04	на 01.01.05	на 01.01.06	на 01.01.07
Всего, включая	874.11	708.16	248.66	186.05	131.03
внутренняя задолженность	774.63	594.48	247.51	186.05	131.03
внешняя задолженность	99.48	113.68	-	-	-

Источник: Министерство статистики и анализа.

2.2.3. Ценообразование и тарифы на газ

Цена газа на всех этапах формируется по методу «издержки плюс». К закупочной цене газа на территории Беларуси «Белтрансгаз» добавляет около 15–20%. Затраты, прибыль и налоги концерна «Белтопгаз» составляют еще примерно 20–25%.

Конечные цены на газ различаются не только в зависимости от категорий потребителей (население, промышленные потребители и т.д.), но также и внутри категорий (различные промышленные предприятия платят за газ разную цену) вследствие многочисленных привилегий и исключений. Хотя в большинстве случаев доходы от продаж газа покрывали затраты газотранспортных предприятий, отдельные группы потребителей субсидируются за счет других. В частности, субсидируется потребление сжиженного газа населением. Сельскохозяйственные и отдельные промышленные предприятия также покупают природный газ по более низким ценам исходя из критерия целесообразности государственной поддержки этих предприятий. Убытки от реализации газа по льготным тарифам покрываются в основном за счет промышленных потребителей.

Цены и тарифы для внутренних потребителей устанавливаются Министерством экономики Республики Беларусь, а не Министерством энергетики. Таким образом, процедура уста-

¹⁷ Согласно сообщениям в прессе, ABN-Amro сделал несколько оценок возможной рыночной цены ОАО «Белтрансгаз». После долгих переговоров белорусская и российская стороны согласились с ценой в 5 млрд долл. США. 31 декабря 2006 г. главы Белтрансгаза и Газпрома подписали протокол о намерениях создать совместное предприятие в самом ближайшем будущем. Согласно подписанному документу Газпром будет каждый год покупать 12.5% акций Белтрансгаза по цене 625 млн долл. США. Таким образом, к 2011 г. Газпром купит 50% акций Белтрансгаза за 2.5 млрд долл. США.

новления тарифов отделена от хозяйственной деятельности. Министерство экономики выполняет некоторые функции независимого регулирующего органа, используя метод «издержки плюс», хотя в условиях отсутствия полноценного независимого регулирующего органа маловероятно, что у газовых предприятий есть экономические стимулы для снижения затрат.

С 2000 г. по 2003 г. наценки «Белтопгаза» и «Белтрансгаза» были значительно снижены. С 2005 г. наценки «Белтопгаза» значительно увеличились (табл. 3). В то время как «Белтрансгаз» компенсирует потери прибыльности за счет возросшего транзита и бюджетных субсидий. На фоне роста импортных цен рост эффективности «Белтрансгаза» и «Белтопгаза» будет иметь ключевое значение, поскольку это позволит снизить их затраты и наценки. Однако существующая система регулирования не дает предприятиям достаточных стимулов по сокращению затрат и увеличению собственной эффективности.

Постановлением Министерства экономики №20 от 02.02.2005 г. цена на газ для большинства предприятий страны была увеличена на 8%, хотя для отдельных предприятий по-прежнему действовали льготные тарифы, составившие 50–80% от полной стоимости газа. Эта цена действовала весь 2005 г.

Хотя в 2006 г. цена на импортируемый газ не увеличилась, постановлением Министерства экономики¹⁸ цены на газ для большинства предприятий были увеличены на 4% (табл. 3). В секторе по-прежнему существовала практика установления льготных цен для отдельных предприятий, которые составляли 50–80% от обычной цены.

Далее, в течение всего 2006 г. цены на газ для внутренних потребителей оставались на прежнем уровне, поскольку правительство до последнего¹⁹ надеялось на рост цен на импортируемый газ в пределах 10–15%. Однако по новому контракту на 2007 г. цены на газ более чем удвоились (100 долл. США за тыс. м³ без НДС), что привело к значительному ценовому шоку для потребителей и экономики в целом. С 1 января 2007 г. средняя цена на газ для большинства потребителей составила 120 долл. США за тыс. м³ (BYR 257460 без НДС).

Таблица 3

Динамика цены на природный газ и ее состава для промышленных потребителей, долл. США за тыс. м³

Постановление Министерства экономики РБ	29.03.01 №67	13.06.02 №124	25.11.02 №251	24.01.03 №25	25.09.03 №6194	28.01.04 №21	02.02.05 №20	24.02.06 №32
Цена покупки импортируемого газа	30.00	24.52	33.59	34.37	37.59	46.68	55.08	55.08
Наценка ОАО «Белтрансгаз»	11.38	10.03	9.14	6.99	6.92	8.14	8.07*	7.9*
Цена ОАО «Белтрансгаз»	41.38	34.55	42.73	41.36	44.51	54.82	63.15	62.98
Надбавка концерна «Белтопгаз»	15.38	13.38	9.17	9.53	9.43	12.18	12.76	16.28
Отпускная цена концерна	56.67	47.93	51.90	50.89	53.94	67.00	72.3	75.16

Примечание. Включая НДС.

* включая бюджетную субсидию ОАО «Белтрансгаз» в размере 3.61 долл. США в 2005 г. и 4.1 долл. США в 2006 г. (т.е. без нее цены на газ были бы на уровне 75.91 долл. США и 79.26 долл. США за тыс. м³ соответственно).

Источник: по данным Министерства энергетики.

В целом, в 2000–2003 гг. цены на газ для населения росли темпами, значительно превышающими темп роста потребительских цен. В результате опережающего роста потребительских цен и административного увеличения тарифов, перекрестное субсидирование потребления населением природного газа было ликвидировано. В декабре 2003 г. цена на при-

¹⁸ См. Постановление Министерства экономики № 32 от 24.02.2006 г.

¹⁹ Контракт на поставку газа в Беларусь был заключен в 23.50 31 декабря 2006 г.

родный газ для населения покрывала в среднем 150% от затрат газоснабжающих предприятий и была равна 50–55 долл. США за 1000 м³. Однако в дальнейшем, рост цен был приостановлен (табл. 4).

Такая политика административного сдерживания тарифов для населения привела к уменьшению покрытия затрат тарифами и возвращению перекрестного субсидирования. Ситуация для концерна «Белтопгаз» ухудшалась и за счет сохранения перекрестного субсидирования потребления населением сжиженного газа. В целом, по данным Министерства энергетики покрытие тарифами затрат составило на конец 2004 г. года 90.3% (109% по природному газу и 70% по сжиженному газу)²⁰. По результатам 2005 г. покрытие тарифами для населения затрат на оказание услуг по газоснабжению составило на конец года 104% (в 2004 г. – 109%).

Таблица 4

Динамика изменения тарифов на газ для населения в 2002–2006 гг.

Тарифы	2002	2003	2004	2005	2006	2007, 6 мес.
Рост цен на газ, дек. к дек.	321.6	149	103.9	118.0	106.0	120.0
ИПЦ, дек. к дек.	134.8	125.4	114.4	108.0	106.6	103.6

Источник: до данным Министерства экономики и Министерства статистики.

Таблица 5

Тарифы на природный газ для населения в отдельных странах Европы, евро за тыс. м³

	2006 г.	2007 г.
Германия	600	700
Нидерланды	640	700
Италия	625	690
Австрия	590	605
Словения	490	520
Франция	480	510
Словакия	410	435
Польша	350	400
Чехия	380	360
Латвия	200	285
Венгрия	200	270
Литва	236	270
Эстония	175	220
Беларусь	75	86

Источник: Евростат, различные Интернет сайты.

В апреле 2006 г.²¹ тарифы для населения увеличились на 6% и составили BYR 201700 за тыс.м³. В целом, покрытие тарифами для населения затрат на оказание услуг по газоснабжению составило на конец года 95.8% (70.3% по сжиженному газу и 115.6% по природному), что лучше результатов предыдущего года, когда общее покрытие тарифами затрат по газоснабжению населения составило 90.9% (104% по природному газу и 68% – по сжиженному).

Несмотря на значительный рост цен на импортируемый газ и рост внутренних тарифов для промышленных потребителей до 120–150 долл. США за тыс. м³, такие тарифы по-прежнему значительно меньше установленных в странах Европейского союза. В зависимости от объема потребления, промышленные предприятия в Европе покупают газ по 300–500 долл. США за тыс. м³. Однако даже такие относительно невысокие тарифы делают убыточной работу многих отраслей промышленности и ведут к значительному росту издержек (и цен) в секторе электроэнергетики. Дальнейший неизбежный рост цен на импортируемый газ, а также внутренних тарифов придает проблеме структурной перестройки и реструктуризации промышленности особую актуальность.

²⁰ В 2003 г. общее покрытие затрат газовыми тарифами составило 99.9% (126% по природному газу и 75.6% по сжиженному газу).

²¹ См. Постановление Совета Министров № 505 от 13.04.2006 г.

Следует отметить, что в странах Европы тарифы для населения установлены на уровне 20–50% выше, чем для промышленных потребителей. Это связано с тем, что перекрестное субсидирование населения запрещено по закону, что имеет и свою экономическую логику. Затраты энергоснабжающих компаний для населения гораздо выше, чем для крупных промышленных потребителей (эффект, называемый в экономической теории экономией на масштабе). В настоящее время цены для населения в Беларуси в разы ниже цен, действующих в странах Западной Европы (табл. 5).

2.3. Экономический эффект повышения цен на газ: количественная оценка

Как уже отмечалось ранее, следствием продекларированных Газпромом рыночных подходов к ценообразованию для стран СНГ стал существенный рост импортных цен на газ. Начиная с 2007 г. цены на «голубое топливо» для Беларуси будут повышаться, пока не достигнут в 2011 г. уровня, по которому его получают европейские потребители за вычетом транспортных расходов. Такое существенное повышение цен, несомненно, будет иметь серьезные макроэкономические последствия.

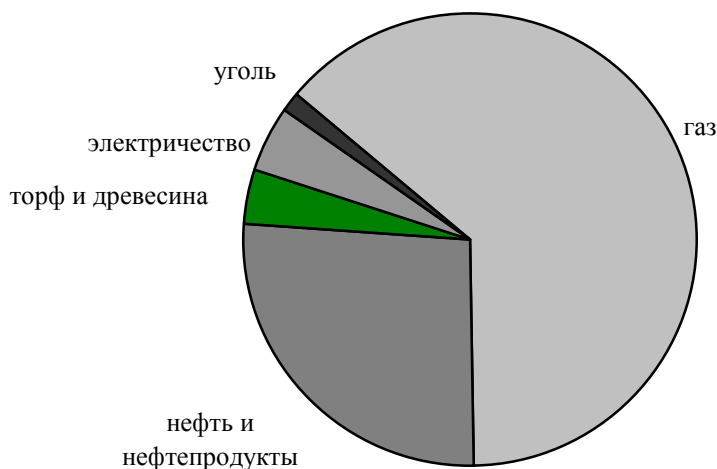
В табл. 6 показано как в 2007 году в результате подписания нового контракта с «Газпромом» для Беларуси изменилась ситуация с поставкой газа.

Таблица 6

Изменение ситуации в результате подписания контракта на поставку газа в 2007 г.

2006	2007
– Беларусь импортировала 21 млрд м ³ газа из России.	– Стоимость газа возросла до 100 долл. США за тыс. м ³ . В 2008 г. цена составит 67% от европейской (за вычетом стоимости транзита), в 2009 г. – 80%, в 2010 г. – 90%, в 2011 г. – 100%.
– Суммарный транзит газа через Беларусь составлял 41 млрд м ³ транзит по сетям Белтрансгаза составлял около 14 млрд м ³ , остальной транзит 27 млрд м ³ шел через газопровод «Ямал-Европа», принадлежащий России.	– Стоимость транзита через Белтрансгаз возросла до 1.45 долл. США за тыс. м ³ на 100 км.
– Беларусь покупала газ по цене 46.68 долл. США за тыс. м ³ .	– Стоимость транзита через «Ямал-Европа» возросла до 0.43 за тыс. м ³ на 100 км.
– Стоимость транзита российского газа по сетям Белтрансгаза составляла 0.75 долл. США за 1000 м ³ на 100 км и 0.36 долл. США за 1000 м ³ по сетям «Ямал-Европа».	– Беларусь продаст России 50% акций Белтрансгаза за 2500 млн (равными долями за 4 года).

Источник: Исследовательский центр ИПМ.



Источник: IEA, Energy Statistics

Рис. 2. Валовое потребление различных видов ТЭР в Беларуси в 2005 г.

Как видно из рис. 2 в Беларуси газу отводится важная роль в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Его удельный вес составляет 63.5%, для сравнения в Украине – 43.6%, в Польше – 11.9%, Литве – 24.9%, России – 53.4%.

При этом для Беларуси импорт является основным источником поставки газа (табл. 7), который она получает от российского «Газпрома».

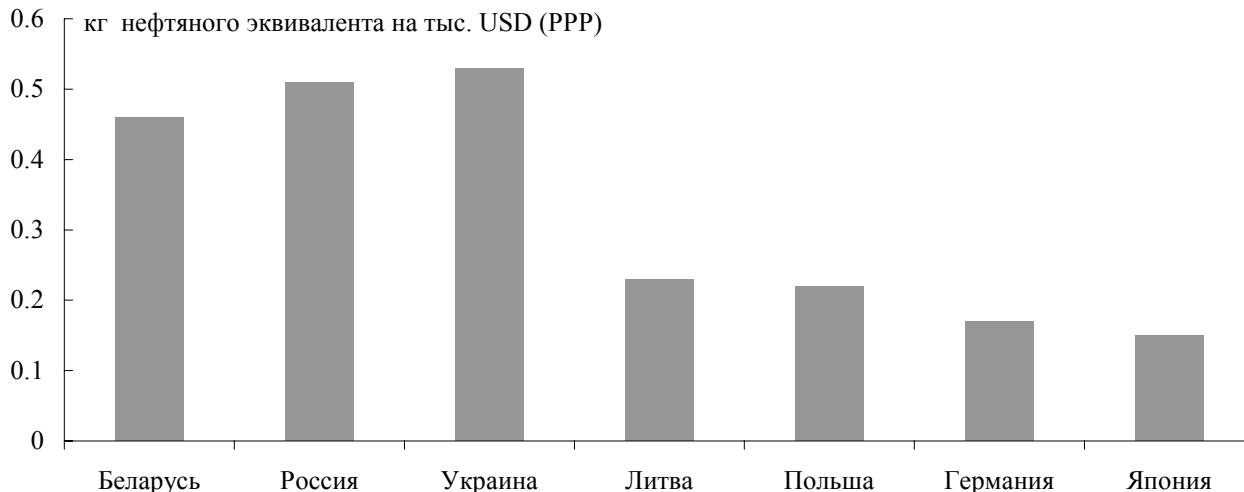
Таблица 7

Энергетический баланс Беларуси в 2005 г., (% валовой поставки различных видов ТЭР в тыс. т нефтяного эквивалента)

Поставка ТЭР	Сырая нефть	Газ
производство	8.0	1.1
импорт	86.0	98.8
экспорт	6.0	-
изменение запасов	-	0.1
Валовая поставка различных видов ТЭР	100.0	100.0

Источник: IEA, Energy statistics.

В Беларуси 74% газа предназначается для выработки электроэнергии и отопления, промышленностью потреблялось соответственно 18.3% газа. При этом страна имеет очень высокие показатели энергоёмкости ВВП, даже по сравнению с ближайшими соседями – Польшей и Литвой (рис.3), что отчасти является следствием низких цен на газ, не создающих стимулов к энергосбережению. Следует отметить, что, по мнению МВФ, Беларусь получала существенные выгоды от значительно более низких, по сравнению со среднеевропейскими, цен на импортируемый газ. В соответствии с оценками МВФ, выигрыш Беларуси составил 11.6% ВВП в 2000 и 6.1% ВВП в 2005 г.²²



Источник: IEA, Energy Statistics

Рис. 3. Энергоёмкость ВВП по странам

Для оценки макроэкономических последствий повышения цен на газ была использована модель общего равновесия (Computable General Equilibrium – CGE). Различные варианты такого рода моделей широко применяются в экономических исследованиях, в том числе для анализа последствий шоков, связанных с изменением цен на основные энергетические товары. Данная методология исследования получила в последние годы широкое распространение. Следует отметить, что как любые экономические модели, прикладные модели общего

²² IMF (2005), Republic of Belarus: Selected Issues, Country Report No. 05/217, Washington, D.C.

равновесия представляют собой упрощенное формальное описание экономики страны, отражающее структурные взаимосвязи между отраслями экономики, государством, населением, внешним миром. Поэтому полученные с их использованием результаты следует рассматривать с определенной долей осторожности, скорее в качестве отправной точки для формирования предложений по мерам экономической политики. В нашем случае модель позволяет также определить степень устойчивости экономики Беларуси к энергетическим (газовым) шокам.

В качестве базовых сценариев рассматриваются четыре варианта роста цен на газ, а затем моделируются комбинированные сценарии, показывающие, на сколько должно быть сокращено первичное потребление газа для того, чтобы компенсировать негативные последствия, вызванные ростом цен. В свою очередь это позволяет определить необходимые объемы снижения энергопотребления в Беларуси, которое может быть достигнуто как за счет повышения энергоэффективности, и уменьшения удельного веса газа в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

При анализе был использован подход, основанный на сравнительном статическом моделировании. Данный подход позволяет определить различие между равновесием, установившимся в экономике до изменения цен, и новым равновесием, которое достигается после того, как экономика приспособится к новому уровню цен. Как правило, процесс приспособления длится от 5 до 7 лет, при этом предполагается сохранение неизменной структуры экономики, что, несомненно, усугубляет последствия шока. Другие возможные шоки, такие как изменение мировых цен, обменного курса, и т.д. не учитываются. Для расчетов макроэкономических последствий повышения цен на газ была адаптирована модель, разработанная для оценки последствий вступления Беларуси в ВТО.²³

В основе базы данных лежит Матрица социального учета (Social Account Matrix – SAM), полученная путем совмещения Системы национальных счетов и Межотраслевого баланса производства товаров и услуг для 2004 г. в постоянных ценах.

Межотраслевой баланс включает 34 вида деятельности/товара. Для целей моделирования они были агрегированы в 23 сектора.

Поскольку уже известен план повышения цен на газ, согласно которому в 2008 г. цена должна составить 67% от средневропейской за минусом транспортных издержек, в 2009 – 80%, в 2010 – 90% и в 2011 – 100%, при моделировании рассматривались четыре базовых сценария повышения цен на газ от уровня 2006 г. (46.68 долл. США):

Сценарий 1: Повышение цен на газ до 160 USD;

Сценарий 2: Повышение цен на газ до 185 USD;

Сценарий 3: Повышение цен на газ до 207 USD;

Сценарий 4: Повышение цен на газ до 230 USD.²⁴

Затем моделировались комбинированные сценарии, позволяющие определить, на сколько необходимо сократить первичное потребление газа, для того, чтобы компенсировать заданное в модели повышение цен.

В табл. 8 приведены результаты моделирования общеэкономических эффектов. Согласно расчетам, при повышении цен на газ до 160 долл. США (сценарий 1) снижение ВВП после достижения нового равновесного уровня составит 10.9%, при этом благосостояние (доходы потребителей) уменьшается на 13.9%. Роста цен до 230 долл. США при сохранения текущего уровня потребления газа приведет к уменьшению ВВП на 15.7%, а благосостояния – на 20%. Соответственно значительно снижается доходность факторов производства. По сценарию 4 для капитала на 19.3%, а для труда – 16.1%. Снижение благосостояния объясняется, в первую очередь, сокращением объемов выпуска в отраслях, производство которых связано с потреблением газа.

²³ Pavel, F. and Tochitskaya, I. (2005) *The Economic Impact of Belarus Accession to the WTO: A Quantitative Assessment*. In International Conference Proceedings “Belarus WTO Accession: Problems and Perspectives”, Minsk.

²⁴ Поскольку средневропейский уровень цен в 2011 г. неизвестен, при моделировании использовалась цена 230 долл. США.

Общэкономические эффекты повышения цен на газ (базовые сценарии)

	Сценарии повышения цен на газ			
	-1-	-2-	-3-	-4-
Благосостояние (эквивалентная вариация, изменение в%)	-13.9	-16.4	-18.3	-20.0
ВВП (изменение в%)	-10.9	-12.9	-14.4	-15.7
Индекс цен производителей	1.8	2.0	2.2	2.3
Индекс цен потребителей	10.9	12.5	13.5	14.3
Доходность факторов производства (изменение в%):				
доходность капитала (средняя по видам деятельности)	-13.6	-16.0	-17.7	-19.3
заработная плата	-11.0	-13.0	-14.6	-16.1

Источник: расчеты автора.

Эффекты, вызываемые каждым из вышеприведенных сценариев в отдельных отраслях, зависят от структуры их производства. Очевидно, что негативному влиянию, в первую очередь, будут подвержены отрасли, имеющие высокую долю газа в промежуточном потреблении. Поэтому наибольшее сокращение объемов выпуска наблюдается в электроэнергетике и теплоэнергетике, химической и нефтехимической, а также стекольной и фарфорофаянсовой промышленности. Как свидетельствуют результаты расчетов, даже при самом оптимистичном из рассматриваемых сценариев (сценарий 1) в химической и нефтехимической промышленности и в промышленности строительных материалов объемы производства снизятся на 14–16%. Согласно же сценарию 4, спад производства в энергетике и теплоэнергетике может достичь 60%, в химической и нефтехимической промышленности – 25%, а в промышленности строительных материалов, стекольной и фарфоро-фаянсовой промышленности – 27%.

Экономика приспосабливается к шоку путем перераспределения ресурсов в отрасли с низким уровнем потребления газа, такие, например, как машиностроение и металлообработка, легкая промышленность и в сферу услуг (за исключением жилищно-коммунального хозяйства). Значительный спад производства соответственно приводит к существенному сокращению экспорта в отраслях, имеющих высокую долю газа в промежуточном потреблении. В химической и нефтехимической промышленности, в соответствии со сценарием 4, поставки продукции на внешние рынки снизятся на 28%, а в промышленности строительных материалов на 48%. В связи с оттоком ресурсов из данных отраслей в выигрыше могут оказаться машиностроение и металлообработка, легкая промышленность, характеризующиеся низким уровнем потребления газа. Снижение реального обменного курса в связи с увеличением импорта и ростом отрицательного сальдо торгового баланса будет способствовать также росту экспорта данных отраслей.

Общэкономические эффекты повышения цен на газ (комбинированные сценарии)

	Сценарии повышения цен на газ + сокращение потребления газа			
	-1-	-2-	-3-	-4-
ВВП (изменение в%)	0.0	0.0	0.0	0.0
Изменение потребления газа в%	-74.0	-78.0	-80.0	-82.0
Индекс цен производителей	1.0	1.0	1.1	1.2
Индекс цен потребителей	1.9	2.0	2.1	2.1
Доходность факторов производства (изменение в%):				
доходность капитала (средняя по видам деятельности)	0.4	0.5	0.5	0.5
заработная плата	-0.3	-0.3	-0.5	-0.5

Источник: расчеты автора.

В табл. 9 представлены результаты расчета комбинированных сценариев, в которых одновременно с повышением цен на газ определяется, каким должно быть сокращение первичного потребления газа для сохранения неизменными объемов ВВП при имеющемся на

сегодняшний день уровне энергоемкости. Результаты моделирования показывают, что при повышении цен на газ до 160 долл. США (сценарий 1), при достижении нового равновесного уровня (через 5–7 лет) необходимо будет снизить его потребление на 74%. В результате цены производителей и потребителей останутся практически неизменными. При росте цен на газ до 230 USD, его потребление соответственно должно уменьшиться на 82%. В этом случае не произойдет сокращения ВВП и существенного ухудшения показателя, характеризующих общеэкономические эффекты.

Следует отметить, что поскольку удельный вес газа составляет 63.5% в первичном потреблении ТЭР, то сокращение его потребления для каждого из сценариев будет равнозначно следующему снижению энергопотребления:

Сценарий 1: $74.0\% \cdot 0.635 = 46.3\%$

Сценарий 2: 49.5%

Сценарий 3: 50.8%

Сценарий 4: 52.1%

Такое сокращение энергопотребления может быть достигнуто за счет мероприятий по повышению энергоэффективности экономики Беларуси²⁵, а также замещения газа в потреблении ТЭР другими видами топлива (например, возобновляемые источники энергии, ядерная энергия).²⁶

Рассматриваемая модель, как уже отмечалось ранее, позволяет провести оценку долгосрочных (5–7 лет) макроэкономических последствий. Однако они во многом определяются тем, как экономика будет приспосабливаться к энергетическим шокам в краткосрочном периоде. Какие же последствия для реального сектора и отдельных предприятий будет иметь рост цен на газ уже в 2007 г. В-первую очередь, это повышение цен на электроэнергию для промышленных потребителей с 7.06 цента за кВт/ч в 2006 г. до 10.2 цента за кВт/ч в 2007 г, которое увеличит издержки предприятий. На первый взгляд, если учесть, что цена газа для конечных потребителей подорожала в 2007 г. более чем в два раза, рост цен на электроэнергию для промышленности на 44% может показаться умеренным. Но в реальности теперешние белорусские тарифы практически достигли средневропейского уровня (в некоторых странах, таких, например, как Норвегия он составляет 4.5 цента за кВт/ч, в Германии – 15.6 цента за кВт/ч), при энергоемкости экономики в 2.5 раза выше, чем, например, в Германии. Это, несомненно, неблагоприятно отразится на конкурентоспособности предприятий и приведет к снижению рентабельности производства. Во-вторых, уже в самое ближайшее время, предприятия столкнутся с необходимостью сократить свои инвестиционные программы, а это, в свою очередь, обострит проблему выживания на высококонкурентных рынках, как вне СНГ, так у основного торгового партнера – России. В-третьих, под большим вопросом оказываются программы по энергосбережению. В соответствии с Государственной программой по энергосбережению на эти цели должно быть выделено 1852.2 млн долл. США (без учета объектов концерна «Белэнерго»).

2.4. Важность реструктуризации газовых предприятий и уроки стран ЦВЕ

Долгое время в основе развития энергетического сектора (газа и электроэнергии) Западной Европы лежали вертикально и горизонтально интегрированные монополии с большой долей государства в структуре собственности. И только недавно, для того чтобы сократить цены на энергоносители для конечных потребителей, были реализованы различные модели стимулирования конкуренции. Например, следуя принятым в 1985 г. принципам Единого европейского рынка, Европейская Комиссия начала рассматривать возможность создания единого внутреннего рынка энергии. Ее целью было установление ряда общих правил по производст-

²⁵ Ф.Павел, И. Точицкая. *Повышение энергоэффективности белорусской экономики: план экономических мероприятий*. АЗ 11/05. Немецкая экономическая группа в Беларуси.

²⁶ См. *Энергетика Беларуси: пути развития*. Материалы международной конференции, под ред. Е.Ю. Раковой, И.Э. Точицкой. Минск, 2006.

ву, передаче и сбыту газа и электроэнергии, результатом которых будет создание единого общего рынка природного газа и электроэнергии, которые сократят рыночную власть существующих местных компаний и стимулируют конкуренцию.

В настоящее время на газовом рынке Европейский Союз устанавливает базовые элементы конкуренции, такие как свободный доступ всех газоснабжающих компаний в распределительные и сбытовые сети по единым тарифам; свободу выбора потребителя наиболее дешевого поставщика; децентрализация бухгалтерского учета производственной, распределительной и сбытовой деятельности (чтобы избежать возможности перекрестного субсидирования). Главной причиной, которая лежит в основе всех этих усилий по реформированию, был опыт Великобритании, где более ранняя реализация подобных мер привела к значительно более низким энергетическим ценам и более высокой конкуренции по сравнению с большинством стран Евросоюза.

10 лет назад большинство стран ЦВЕ столкнулись со сложными проблемами внутри своих газовых секторов, представленных государственными компаниями. Во-первых, они были очень неэффективными, поскольку потенциально менеджеры государственных предприятий имеют низкую мотивацию и им не хватает власти для того, чтобы работать максимально эффективно и инвестировать прибыль в долгосрочные проекты (наоборот, они, как правило, заинтересованы в текущем потреблении). Во-вторых, долгое время предприятия газового сектора в странах ЦВЕ получали прямые (финансирование части расходов или инвестиции из бюджета) и косвенные субсидии (в виде льготных кредитов, отсрочек по уплате налогов или их льготирование и пр.). Это создавало размытую структуру стимулов и вело к значительным искажениям на рынках готовой продукции и факторов производства. В-третьих, отдельные предприятия или группы потребителей субсидировались, или через разветвленную систему бюджетного дотирования, или через перекрестное субсидирование и установление тарифов, не отражающих полные издержки энергетических предприятий. Такая ситуация имела много недостатков. Например, предоставление прямых субсидий энергетическим предприятиям означает меньшие бюджетные расходы на социальные нужды. Политика перекрестного субсидирования населения промышленностью приводит к большим искажениям финансовых потоков и более высоким ценам для промышленности. Кроме того, широко распространенная практика установления цен, обеспечивающих низкую прибыль государственных предприятий (вследствие политики занижения стоимости активов, и соответственно, амортизационных отчислений, в условиях инфляции), представляет потенциально огромную экономическую субсидию потребителям, оплачиваемую государством (и тем самым, налогоплательщиками), которое отказывается от дополнительных доходов как собственник активов (предприятий).

Все вместе это приводило к низкой конкурентоспособности отрасли, и, следовательно, непривлекательному инвестиционному имиджу газового сектора. Такая ситуация могла быть изменена только с помощью реформ. Большинство стран ЦВЕ, вдохновленное последними достижениями реформ стран Евросоюза, решило последовать их примеру.

Среди основных направлений реформ газового сектора в странах ЦВЕ можно выделить следующие:

- полное или частичное разделение добычи, хранения, транспортировки и сбыта газа (раздельный бухгалтерский учет или создание юридически независимых компаний);
- диверсификация поставок газа;
- либерализация газового сектора;
- создание независимого регулирующего органа и улучшение ценовой политики для адекватного отражения всех энергетических издержек всех предприятий газового сектора;
- обеспечение адресных субсидий реально нуждающимся людям;
- реализация предреструктуризационных мероприятий до приватизации газовых предприятий;
- акционирование и частичная приватизация государственных предприятий-монополий, включая газовую транспортную систему (транзит) и региональные газовые распреде-

лительные компании в начальный период реформирования и полная приватизация в долгосрочной перспективе (национальное законодательство, как правило, позволяет держать в руках государства контрольный или блокирующий пакет акций).

Проведение данных реформ привело к значительным результатам. Газовые компании стран ЦВЕ нашли новых иностранных инвесторов, с которыми на предприятие пришли не только капитал и технологии, но также новые знания, новые модели поведения в рыночных условиях, новая ментальность, прозрачность функционирования, репутация и пр.

Обзор направлений и скорости реформ в газовом секторе стран ЦВЕ представлен в приложениях А и Б. Опыт Венгрии и Словакии по привлечению ПИИ в газовый сектор приведен во врезке 1.

Врезка 1. Привлечение инвесторов в странах ЦВЕ: два примера

Венгрия. Венгерская интегрированная газовая и нефтяная компания MOL приватизировалась постепенно, начиная с 1994 г., как лидер на газовом и нефтяном рынке стран ЦВЕ. В настоящее время, 9.1% и 10% всех акций MOL принадлежат, соответственно, австрийской компании OMV и словацкой компании Slovnaft & Slovintegra, в то время как 54.2% акций свободно размещены на бирже. 26.7% остаются в руках государства, включая «золотую акцию», которая дает право налагать вето на важнейшие изменения.²⁷ Дальнейшее стратегическое партнерство было установлено через владение компанией MOL акциями хорватской нефтяной и газовой группы INA (25%) и 70.02% акций словацкой нефтяной компанией Slovnaft, а также партнерским соглашением с TVK, нефтехимическим производителем в Венгрии.

Словакия. В 2002 49% бывшего монопольного оператора по транзиту и доставке газа SPP были проданы в одинаковой пропорции немецкому Ruhrgas и французскому Gas de France на сумму **долл. США** 2.8 млрд. Несмотря на то, что 51% акций остается в руках государства, правительство Словакии практически не вмешивается в операционную деятельность и осуществляет только контролирующие функции.

2.5. Электроэнергетика

2.5.1. Структура отрасли

Белорусская энергосистема включает шесть самостоятельных РУПов (по числу областей) и имеет высоковольтные электроэнергетические связи между РУПами (областными объединениями) и энергосистемами сопредельных государств (России, Украины, Литвы, Польши). Управляется система концерном «Белэнерго», который подчинен Министерству энергетики. Энергосистема Беларуси представляет собой вертикально интегрированную компанию, в которой энергетическое производство не разделено по видам деятельности – производству, передаче и распределению.

Концерн «Белэнерго» на протяжении ряда лет в качестве ресурсов первичной энергии в основном использует два вида ископаемого топлива: природный газ (92%) и мазут. Около 70% потребности Беларуси в электроэнергии удовлетворяется за счет собственных электростанций энергосистемы и 30% – за счет поставок электроэнергии зарубежными энергосистемами, в основном из России и Литвы.

Энергоснабжающими организациями концерна «Белэнерго» в 2005 г. было выработано 30.1 млрд кВт/ч электроэнергии (101.5% к 2004 г.) и импортировано 4.9 млрд кВт/ч. При этом платежная дисциплина в расчетах за импортируемую электроэнергию повысилась, а неденежные формы расчетов были практически ликвидированы. Долг концерна «Белэнерго» за импортируемую из России электроэнергию сократился на 20.2 млн долл. США и составил 2.8 млн долл. США, при этом была ликвидирована просроченная задолженность.

В 2005 г. правительство продолжило работу по снижению задолженности и повышению прозрачности в расчетах внутренних потребителей. В целях ужесточения платежной дисциплины каждому министерству и концерну постановлением Совета Министров²⁸ были

²⁷ Информация по состоянию на сентябрь 2003 г. представлена на сайте www.mol.hu.

²⁸ Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28.01.2005 г. №99 «О погашении организациями Республики Беларусь в 2005 г. задолженности за потребленные энергоресурсы».

доведены объемы погашения задолженности предыдущих лет. Однако отдельными концернами и министерствами («Беллесбумпром», «Беллеглапром», Минстройархитектуры и др.) данные нормативы не были выполнены. Поскольку указом президента²⁹ было фактически запрещено использование бартера во внутренних расчетах, объем неденежных форм расчета во внутренних платежах за электроэнергию составил менее 3%.

Несмотря на то, что в целом текущие платежи конечных потребителей за потребленную ими электроэнергию составили 100.3%, в 2005 г. внутреннюю просроченную задолженность конечных потребителей концерну «Белэнерго» удалось сократить только на 34.7 млн долл. США (табл. 5). Просроченные долги конечных потребителей за электроэнергию составили 56% всей просроченной задолженности за топливно-энергетические ресурсы. Основными должниками «Белэнерго» по-прежнему являются предприятия Министерства сельского хозяйства и продовольствия, на долю которых приходится 65% всей задолженности.

Энергоснабжающими организациями концерна «Белэнерго» в 2006 г. выработано 31.8 млрд кВт/ч электроэнергии (102.7% к 2005 г.) и импортировано 5.8 млрд кВт/ч (111% к 2005 г.; 2.34 млрд кВт/ч из России, 2.5 – из Украины, 0.63 – из Литвы). В 2006 г. после некоторого перерыва был возобновлен импорт электроэнергии из Украины и практически прекращен ее импорт из Литвы. РУП «Брестэнерго», входящий в концерн «Белэнерго», экспортировал 1.1 млрд кВт/ч электроэнергии в Польшу.

Благодаря проведению политики жесткой платежной дисциплины концерн полностью оплачивал текущее потребление импортной электроэнергии и не имел внешней просроченной задолженности. Неденежные формы расчетов в секторе были практически ликвидированы. За 2006 г. оплата в неденежной форме составила всего 2.1%. Текущие платежи конечных потребителей за потребленную ими электроэнергию достигли 100.6%. Тем не менее, несмотря на все усилия, ситуация с внутренними платежами оставалась напряженной, поскольку внутреннюю просроченную задолженность конечных потребителей концерну «Белэнерго» удалось сократить только на 71 млн долл. США (табл. 10). Просроченные долги конечных потребителей за электроэнергию составляли 56.2% всей просроченной задолженности за ТЭР. Основными должниками «Белэнерго» по-прежнему были предприятия Министерства сельского хозяйства и продовольствия, на долю которых приходилось 62% всей задолженности.

Таблица 10

Внутренняя и внешняя просроченная задолженность потребителей за поставленную электроэнергию, млн долл. США

	на 01.01.03г.	на 01.01.04г.	на 01.01.05г.	на 01.01.06г.	на 01.01.07г.
Всего, включая	812.60	721.38	331.48	293.92	222.52
Внутренняя задолженность	758.59	692.25	328.62	293.92	222.52
Внешняя задолженность	54.01	29.13	2.86	--	--

Источник: Министерство статистики и анализа.

Вследствие роста стоимости импортируемой электроэнергии и других затрат энергетических предприятий в течение 2006 г. тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей были увеличены на 16% и составили на конец года 7.78 американских цента за 1 кВтч. (табл. 11). В тоже время, «Белэнерго» по-прежнему продавал электроэнергию по сниженным тарифам для части привилегированных потребителей, перечень которых устанавливался Министерством экономики. Список таких потребителей включает такие бюджетобразующие предприятия страны как РУП «Белорусский металлургический завод», ОАО Светлогорское ПО «Химволокно», ОАО «ГродноАзот», ОАО «Белтрансгаз», некоторые предприятия концерна «Белтопгаз» и ряд других энергоемких предприятий республики. Всего в списке находилось более 60 предприятий, включая имеющих отсрочки и рассрочки по оплате долгов за энергию. Для наиболее проблемных сельскохозяйственных потребителей, а также

²⁹ Указ президента Республики Беларусь от 16.08.2005г. №373 «О некоторых вопросах заключения договоров и исполнения обязательств на территории Республики Беларусь».

для некоторых государственных предприятий, находящихся на грани банкротства, продолжили действовать отсрочки по долгам предыдущих лет в случае полной оплаты ими текущего потребления энергии. Тем не менее, данные привилегии далеко не всегда помогают кризисным предприятиям значительно улучшить свое финансовое положение и оплачивать имеющуюся у них задолженность.

2.5.2. Ценообразование

Ценообразование осуществляется по методу «издержки плюс». Электрическая энергия отпускается потребителям республики по регулируемым единым по областям тарифам, дифференцированным по группам потребителей. Тарифы на электроэнергию устанавливались для 11 групп потребителей (различные группы предприятий промышленности, бюджетные организации, население и пр.).

В течение 2007 г. тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей были увеличены и составили на конец на 1.07.07 10.2 американских цента за 1 кВтч.. При этом, по-прежнему, существует достаточно обширный список потребителей энергии, получающих ее по более низким тарифам. Для потребителей агропромышленного комплекса продолжили действовать отсрочки по долгам предыдущих лет в случае полной оплаты ими текущего потребления энергии.

Таблица 11

Себестоимость производства и тарифы для различных групп потребителей, американских центов за 1 кВтч.

	На 01.01.03г.	На 01.01.04г.	На 01.01.05г.	На 01.01.06г.	На 01.05.06г.	На 01.01.07г.
Себестоимость	2.32	3.21	3.50	4.40	4.53	5.86
Цена 1 кВт.ч электро-энергии для:						
Бюджетных организаций	3.00	4.02	4.02	4.90	5.91	7.17
промышленности	4.41	6.02	6.02	6.70	7.78	9.21
Населения	2.39	3.32	3.45	4.09	4.36	5.00
Сельского хозяйства	2.44	2.66	2.66	2.90	3.56	4.32
Прочих потребителей	4.41	6.02	6.02	6.70	7.78	9.21

Источник: Министерство энергетики.

Тарифы на электроэнергию для населения в течение 2006 и 2007 гг. пересматривались один раз в год и составили с 01.01.2007 5 американских цента за 1кВтч³⁰.

На заседании правительства с участием А. Лукашенко 1 декабря 2006 г. были одобрены предложения Национальной академии наук и правительства по строительству атомной электростанции в Беларуси. Она, скорее всего, будет построена в Чаусском районе Могилевской области. Согласно Концепции национальной безопасности первый энергоблок должен начать работу уже в 2013 г. По расчетам правительства, ввод двух блоков атомной станции общей мощностью 2 тысячи МВт позволит Беларуси ежегодно замещать 5 млрд м³ природного газа. Тем не менее, многие ученые и эксперты выражают сомнения в экономической эффективности и целесообразности такого проекта³¹.

Решение о реформировании электроэнергетики путем выделения генерирующих мощностей и высоковольтных электросетей из РУП-облэнерго в 2006 г. не было принято президентом и правительством, поскольку не было предоставлено убедительных доказательств эффективности такого разделения. Вместе с тем, рост числа генерирующих мощностей на предприятиях, не входящих в Белэнерго, приводит к необходимости пересмотра условий по-

³⁰ Постановление Совета министров №505 от 13.04.2006 г.

³¹ См. Аналитическую записку АЗ 03/06 Исследовательского центра ИПМ и Немецкой экономической группы «Экономические аспекты развития атомной энергетики в Беларуси», <http://www.research.by/pdf/pp2006r03.pdf>

купки у них электроэнергии РУП-облэнерго. Действующее законодательство не предполагает ценовую конкуренцию между предприятиями Белэнерго и объектами малой энергетики (нетрадиционные и возобновляемые источники, малые электростанции на газе и продуктах нефтепереработки). В результате именно предприятия Белэнерго покупали электроэнергию у предприятий малой энергетики по более высоким ценам, что ухудшало их экономическое положение. В странах Европы альтернативная энергетика субсидируется в основном Министерством финансов из бюджета.

2.6. Регулирование тарифов и нормы прибыли: что эффективнее

В правительстве доказывают, что существующие тарифы на электроэнергию для населения могут и должны быть низкими за счет более высоких тарифов для промышленных потребителей (перекрестного субсидирования). Такое мнение основано на аргументации о высокой социальной значимости низких тарифов для населения. Однако, несмотря на безусловную социальную важность гарантированного энергоснабжения населения, необходимо учитывать ряд обстоятельств:

Насколько высокими являются тарифы на электроэнергию?

В 2005 г. вследствие изменения принципа взимания НДС в торговле с Россией, цены на российский газ выросли на 18%. Однако цены на газ для внутренних потребителей в январе не увеличились, а более высокие издержки по импорту газа были компенсированы за счет средств российского кредита, полученного в конце 2004 г. Затем, с 1 февраля цены на газ были увеличены, однако только на 8% (остальные затраты должны быть компенсированы за счет снижения наценок ОАО «Белтрансгаз» и концерна «Белтопгаз»).

Вследствие более высоких цен на газ тарифы на электроэнергию также были увеличены с 1 января и 1 июля 2007 г. Тарифы для промышленных потребителей были сначала увеличены на 18.4%³² до 9.21 американских цента, а затем еще на 12.1% до 10.3 центов. Цены для населения были подняты только один раз в начале 2007 г. на 14.1% до 5 центов за 1 кВт.ч. – они более чем в 2 раза ниже чем для промышленных потребителей. Т.е тарифы для населения растут, но значительно более низкими темпами, чем для промышленности.

Внутри обеих групп тарифы на электроэнергию также не являются едиными. Наоборот, многочисленные исключения для отдельных отраслей и даже предприятий создают многочисленные искажения товарных и финансовых потоков. Льготные тарифы для отдельных групп населения (ветераны, герои труда, многодетные семьи), которые платят только 50% стоимости электроэнергии, также снижают эффективный (действительный) уровень тарифов. Учитывая, что общий объем потребления электроэнергии льготниками составляет примерно 11% от всего потребления населения, эффективный тариф весной 2007 г. равнялся 3.2 американских цента вместо номинальных 3.4 центов ($5 * 0.89 + 2.5 * 0.11 = 4.725$).

Примерно 50% всей генерируемой в стране электроэнергии производится в комбинированном цикле (т.е. одновременно производится и электроэнергия, и теплоэнергия). Желание правительства сделать теплоэнергию дешевле относя на производство электроэнергии больше затрат (поскольку четкое разделение затрат и методики отнесения их на себестоимость того или иного вида энергии в законодательстве не регламентированы), создает перекрестное субсидирование теплоэнергии за счет электроэнергии, что еще больше увеличивает тарифы на электроэнергию.

Являются ли тарифы на электроэнергию обоснованными?

Следуя экономической логике, тарифы должны быть достаточно высокими, чтобы покрывать долгосрочные предельные затраты энергопредприятий (LRMC)³³. Такие затраты не

³² Рост тарифов на электроэнергию был большим, чем на газ вследствие существования больших объемов разного рода перекрестного субсидирования в электроэнергетике и ее меньшей, по сравнению с газовым сектором, рентабельностью.

³³ LRMC (долгосрочные предельные затраты) включают все компоненты затрат плюс затраты на инвестиции (в долгосрочном периоде даже временно фиксированные мощности могут быть расширены). Если тарифы на

рассчитываются в Беларуси («затраты», которые калькулируются, находятся на уровне, гораздо ниже уровня полных затрат, включающих инвестиции).

Сравнение с другими странами дает некоторое представление о том, какой уровень тарифов является обоснованным:

- LRMC предложения электроэнергии в США и Европе находятся на уровне 8–9 американских центов. В Беларуси, источники энергии (в основном газ) до сих пор дешевле (несмотря на недавний рост цен). В тоже время, белорусская энергосистема испытывает существенные трудности вследствие недоинвестирования и наличия задолженности потребителей, чего нет в США или странах Западной Европы. Следовательно, можно сказать, что текущие тарифы для промышленных потребителей на уровне 9–10 американских цента достаточно высоки для покрытия LRMC (поскольку не имеет смысла предполагать, что LRMC предложения электроэнергии в Беларуси ниже этого уровня).
- LRMC предложения электроэнергии населению на низковольтных линиях передач гораздо выше. Следовательно, тарифы для населения должны быть выше, чем тарифы для промышленных потребителей. Такая ситуация характерна для большинства европейских стран (например, тарифы на электроэнергию для населения на 20% превышают тарифы для промышленности в Польше и Венгрии, табл. 12) и в среднем в два раза выше в европейских странах ОЭСР (Transition Report, ЕБРР, выпуски разных лет)). Однако, в Беларуси текущий тариф для населения в два раза ниже промышленного. Отношение между тарифами для промышленных потребителей и населения станет еще ниже, если принять во внимание существование льготных тарифов для отдельных групп населения. Следовательно, можно утверждать, что тарифы для населения определенно не покрывают действительных затрат и, соответственно, не стимулируют новые инвестиции и рост эффективности.

Таблица 12

**Тарифы на электроэнергию в некоторых странах ЦВЕ и СНГ на конец 2006г.,
европейских центов за 1 кВт/ч.**

Страна	Тариф для населения	Тариф для промышленности	Отношение тарифа для населения к тарифу для промышленности
Чехия	9.85	9.30	1.06
Литва	7.18	5.88	1.22
Польша	11.90	7.27	1.64
Венгрия	10.75	9.13	1.18
Германия	18.32	11.53	1.59
Беларусь	5.00	10.32	0.48

Примечание. С июля 2007 г. отношение тарифов для населения и промышленности снизилось с 54% до 48%.

Источник: Transition Report, ЕБРР, 2004.

Еще одним широко распространенным мнением является то, что энергетические предприятия в текущих экономических условиях имеют высокие или даже чрезмерно высокие прибыли. Следовательно, другим способом сокращения тарифов может быть сокращение надбавки (прибыли) энергетических предприятий. Согласно этой логике, более низкие тарифы на электроэнергию для населения и промышленности являются более важными, чем прибыль энергетического сектора. Эта политика особенно ярко проводится в 2007, когда двукратный рост цен на газ вызвал лишь 20% подорожание тарифов на электроэнергию.

электроэнергию установлены на уровне, превышающем LRMC, энергопредприятия получают монопольную ренту за счет снижения общего благосостояния общества. Если тарифы находятся на уровне ниже LRMC, электроэнергия будет использоваться недостаточно эффективно, а инвестиций будет осуществляться недостаточно. Следовательно, тарифы на уровне LRMC являются наиболее эффективными (достаточно высокими, чтобы покрыть все затраты, но недостаточно высокими, чтобы сделать возможными излишние прибыли). Если тарифы для населения установлены на уровне ниже LRMC, тогда, конечно, инвестиции не осуществляются, поскольку затраты на их финансирование не покрываются тарифами.

Однако имеет ли смысл «урезание» прибыли? Представляется, что нет, поскольку в секторе уже существуют определенные проблемы, которые могут даже обостриться:

- изношенные фонды и потребность в инвестициях в самое ближайшее будущее (через 3–5 лет); согласно некоторым оценкам в 2008–2009 гг. 80% электростанций будут нуждаться в полной модернизации. Если размер прибыли будет и дальше снижаться, такие инвестиции не будут осуществлены;
- задержки платежей потребителей значительно ухудшают финансовые результаты и платежеспособность предприятий концерна «Белэнерго»³⁴ (основные неплательщики – сельскохозяйственные и коммунальные предприятия);
- «политически фиксированные затраты»³⁵ составляют значительную часть затрат «Белэнерго», поскольку энергетические предприятия концерна «Белэнерго» являются государственными компаниями, с ограниченными возможностями по принятию независимых, ориентированных на прибыль решений³⁶.

В действительности, существование всех этих проблем демонстрирует, что текущая стратегия правительства по централизованному управлению сектором, не может быть успешной. В текущих экономических условиях дальнейшее снижение прибыльности сектора не является удовлетворительным решением. Напротив, скорее всего, это еще более ухудшит положение дел в секторе.

3. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ БЕЛОРУССКОЙ ЭКОНОМИКИ: ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ

3.1. Фактический уровень энергоэффективности

Причины неэффективного использования энергетических ресурсов в Беларуси рассмотрены выше. Так цены, не покрывающие издержки, а также различные варианты перекрестного субсидирования, низкий уровень собираемости платежей за потребленную энергию, не создавали стимулов для ее экономного использования. В то же время, следствием убыточности деятельности по предоставлению энергии и тепла явился недостаток инвестиций в данную деятельность, отсутствие инноваций, устаревание и высокий износ инфраструктуры. Это все привело к низкой энергоэффективности экономики в целом.

Показатели энергоэффективности для различных стран приведены в табл. 13. Первый столбец содержит количество нефтяного эквивалента (в кг) необходимого для производства одного доллара ВВП (в текущих ценах 1995 г.). Как видно из табл. 13, энергопотребление в Беларуси является чрезмерным (1.59 кг нефтяного эквивалента), поскольку оно более чем в 10 раз превышает аналогичный показатель по Германии (0.13 кг) и почти в пять раз США (0.25 кг). Принимая во внимание, что межстрановые сравнения ВВП лучше проводить с учетом паритета покупательной способности (ППС) отмечаемая выше разница в энергопотреблении будет меньше, однако, по-прежнему очень значительной. Например, цифры во втором столбце являются подтверждением информации, приведенной в Государственной программе о том, что белорусская экономика в 2–3 раза менее энергоэффективна, чем страны ОЭСР в целом.

³⁴ Белорусская электроэнергетическая система является вертикально интегрированной компанией и состоит из 6 независимых региональных предприятий (облэнерго) для каждой области. Система управляется концерном «Белэнерго», который подчинен Министерству энергетики.

³⁵ Мы называем часть затрат «политически фиксированными», поскольку они могут быть сокращены, при наличии политической воли для этого.

³⁶ Предприятия не могут сократить количество работающих, поскольку существует неформальный запрет на массовые увольнения; многие социальные объекты и сопутствующие предприятия не могут быть сняты с баланса энергетических предприятий, акционированы, приватизированы и пр.

Энергоэффективность в ряде стран

	TPES*/ВВП**	TPES/ВВП (ППС)
Беларусь	1.59	0.51
Россия	1.32	0.59
Германия	0.13	0.18
ОЭСР (среднее)	0.19	0.21
США	0.25	0.25

*Суммарные поставки условного топлива (TPES) в кг нефтяного эквивалента.

**ВВП в 1995 USD.

Источник: IEA: Key World Energy Statistics. Paris, 2004.

Важной проблемой остается низкая эксплуатационная эффективность системы. Несмотря на то, что ее анализ сопряжен с большими сложностями в связи с отсутствием информации, ряд выводов представляется очевидным. Система теплоснабжения, функционирует в соответствии с технологиями советских времен в режиме постоянного потока, что затрудняет получение тепла из различных источников (например, по принципу наименьших затрат) и часто ведет к неравномерному распределению тепла. Другой причиной низкой эффективности теплосетей Беларуси (и во всех странах с переходной экономикой) являются высокие потери в сетях при транспортировке (в частности во вторичных сетях, соединяющих подстанции и отдельные здания) и вертикальная система стояков, которая не позволяет регулировать температурный режим в квартирах.³⁷ В результате система централизованного теплоснабжения в Беларуси функционирует гораздо менее эффективно, чем, например, в Западной Европе. Например, по оценкам Всемирного Банка нагревание одного м³ пространства в системе теплоснабжения советских времен требует 70–90 кВтч, тогда как в системе западного типа 45–50 кВтч,³⁸ при этом, потери при производстве (15–40% от вырабатываемого тепла) и распределении (15–25% от распределяемого тепла), что почти в три раза выше, чем в современных западных системах.³⁹ Поскольку более 30% энергопотребления приходится на тепловую энергию, потенциальный вклад системы централизованного теплоснабжения в повышение энергоэффективности может быть значительным.

В энергетическом секторе энергоэффективность существующих технологий (как для угля, так и для газа) очень низка. Как показывает табл. 10 даже при использовании современных технологий энергоэффективность составляет 50%, что означает, что половина энергии теряется в процессе производства. В Беларуси, где электростанции преимущественно функционируют на газе с использованием технологий советских времен эксплуатационная эффективность находится на уровне 40%. Белорусские ТЭЦ также используют устаревшие технологии. В соответствии с оценками Всемирного Банка эффективность таких станций составляет 70–75%, по сравнению с 80–90% – в Западной Европе. Таким образом, модернизация белорусской электроэнергетики потенциально может повысить эффективность как электростанций, работающих на газе, так и ТЭЦ, в результате чего первичное энергопотребление сократится, как минимум, на 15%. Помимо этого, потери в электрических сетях составляющие около 10% от потребления могут быть также сокращены до уровня Западной Европы (5%). Следовательно, модернизация электроэнергетики может быть еще одним важным элементом повышения энергоэффективности в Беларуси.⁴⁰

³⁷ Более подробную дискуссию по вопросу о неэффективности системы централизованного теплоснабжения в переходных экономиках можно найти у Meyer, A. and W. Mostert (2000), *Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union*, ESMAP Report No. 234, World Bank, Washington, DC.

³⁸ Meyer and Mostert (2000).

³⁹ В Западной Европе потери при производстве составляют 5-15%, а потери в распределительных сетях 5-10%.

⁴⁰ Комбинированное производство тепла и энергии осуществляется в процессе когенерации, поэтому потенциал энергосбережения не может быть просто суммирован.

Эффективность технологии по выработке электроэнергии: состояние и перспектива, %

	Уголь		Газ	
	Паровой цикл	IGCC*	Паровой цикл	CCGT**
Технические стандарты 1985	38	40	42	48
Технические стандарты 2000	47	49	49	58
Технические стандарты 2010	50	55	52	60

* Интегрированная газификация в комбинированном цикле (Integrated Gasification Combined Cycle)

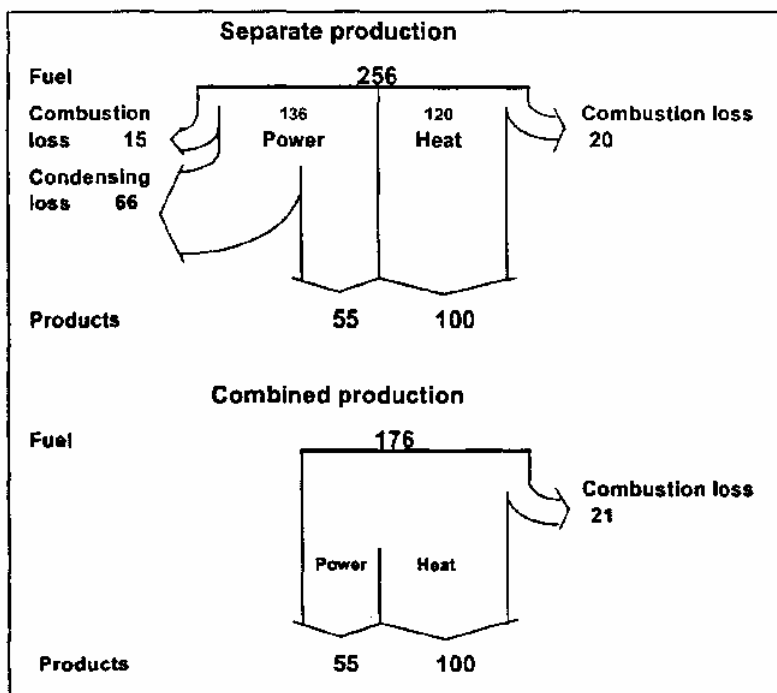
** Комбинированный цикл с газовой турбиной (Combined Cycle Gas Turbine)

Источник: Theis, K.A. and G. Jäger (2001). *Increase of Power Plant Efficiency*. Paper presented at World Energy Council 18th Congress, Buenos Aires.

3.2. Инструменты повышения энергоэффективности

3.2.1. Комбинированное производство тепла и электроэнергии

Комбинированное производство тепла для централизованного теплоснабжения и электроэнергии, осуществляемое на ТЭЦ, является значительно более энергоэффективным, чем раздельное производство. Как показано на диаграмме *Сэнки* (рис. 4), комбинированное производство 100 единиц тепла и 55 единиц электроэнергии требует 176 единиц топлива (энергоэффективность 88%), в то время как раздельное производство тех же единиц тепла и электроэнергии соответственно – 256 единиц топлива (40% энергоэффективности для электрической и 83% для тепловой энергии).



Источник: Meyer and Mostert (2000), appendix C.

Рис. 4. Энергетический баланс для раздельного и комбинированного производства электро- и теплоэнергии (твердое топливо)

Несмотря на такой высокий уровень энергоэффективности условия, при которых ТЭЦ функционируют и конкурируют с другими предприятиями, особенно в части распределения переменных издержек, должны быть четко определены для недопущения возможных искажений. Существует три возможных пути распределения издержек:

- *энергетический метод*: распределение переменных издержек в зависимости от производства обоих (2/3 на тепло-, 1/3 на электроэнергию);
- *метод альтернативного производства тепла (электроэнергии)*: издержки для тепла (электроэнергии) определяются альтернативными издержками раздельного их производства;
- *метод распределения выгоды*: распределение переменных издержек пропорционально потреблению топлива, которое было бы необходимо для других видов тепло- и электроснабжения (раздельное производство), чтобы обеспечить тот же объем производства, что и при когенерации (приблизительно 1 к 1.1 (120 к 136) на рис. 4).

Энергетический метод, как правило, используется в переходных экономиках. Однако он является дискриминационным по отношению к тепловой энергии, которая обычно занимает больший удельный вес в выпуске. Соответственно определение издержек, исходя из *Метода распределения выгод*, подходит в большей степени.

Помимо регулирования цен и издержек многие правительства используют другие механизмы, стимулирующие использование когенерации. К самым простым из них относятся предоставление *государственной помощи, грантов, премий-надбавок* и т.д. Однако такого рода поддержка может быть достаточно дорогостоящей и приносить больше издержек, чем выгод. Поэтому принято считать, что более действенным стимулом являются *налоговые льготы*, которые должны быть обоснованы, например, учитываются ли проблемы охраны окружающей среды, предоставляться под энергосберегающие технологии и зависеть от эксплуатационных целей, а не специфических технологий. *Подача в тарифах (Feed-in-tariffs)*, так как это предусмотрено Немецким Актом о когенерации 2002 г., гарантирующим неограниченный доступ к электросетям по очень высоким минимальным ценам. Однако, необходимо иметь в виду, что это ведет к уменьшению конкуренции и создает дополнительные издержки, которые, как правило, перекадываются на потребителей. Еще одним механизмом является выпуск *Требований о покупке по наименьшей стоимости (Least-cost purchase requirements)*, которые обязывают компании, занимающиеся централизованным теплоснабжением, первыми покупать тепло по наименьшей стоимости. В данном случае не происходит дискриминации по отношению к тепловой энергии, этот механизм достаточно просто реализуем, не содержит искажений и соответствует целям повышения эффективности (в том случае если распределение издержек происходит, например, по *Методу распределения выгод*). Следует отметить, что использование механизма *Требований о покупке по наименьшей стоимости* предполагает, что поставщики тепла технически способны распределять тепло по принципу наименьших затрат, что не всегда возможно в стандартном режиме постоянного потока.

Беларусь имеет значительный потенциал для комбинированного производства тепло- и электроэнергии на ТЭЦ, которое состоит на 50% из производства электроэнергии и на 40% из теплоэнергии. Государственная программа предусматривает реконструкцию и дополнительные инвестиции в когенерацию. Для того чтобы данные инвестиции были эффективными необходимо проведение ряда мероприятий.

В настоящее время все ТЭЦ продают тепло (40% от потребления) оптом местным коммунальным службам, которые доставляют его потребителям. Оставшееся тепло производится котельными коммунальных служб (50% от потребления), а также за счет других источников (10%). Поскольку даже в существующей сети централизованного теплоснабжения издержки производства тепла на ТЭЦ ниже, чем в местных котельных, первые могут получить выгоду от оптовой конкуренции, т.е. когенерация несомненно будет иметь преимущества, что, в свою очередь, будет способствовать росту энергоэффективности. Обеспечения рентабельности системы требуются:

- использовать механизм *Требований о покупке по наименьшей стоимости*, который бы гарантировал местным коммунальным службам возможность распределять тепло по принципу наименьших затрат, до того как они будут использовать свое собственное те-

пло или покупать его из других источников. Для того, чтобы это было технически реализуемо могут потребоваться инвестиции в инфраструктуру на местном уровне;

- соответствующая форма распределения издержек на ТЭЦ. Наиболее подходящим представляется Метод распределения выгод;
- всем предприятиям, функционирующим в энергетическом секторе должна предоставляться возможность строительства ТЭЦ, в том числе небольших.

Во избежание потенциально возможной дискриминации вновь построенных ТЭЦ (не принадлежащих системе *Белэнерго*) на энергетическом рынке подобные меры должны быть приняты и для электроэнергетики. Это подразумевает свободный доступ к электрическим сетям, возможность использования принципа распределения по наименьшим затратам, разрешать небольшим ТЭЦ продавать электроэнергию непосредственно промышленным потребителям через электрические сети по единому тарифу. Очевидно, что все эти меры могут быть реализованы совместно с мероприятиями, о которых говорилось в разделе 2.2. в полной мере только после проведения рыночных реформ в белорусском энергетическом секторе

3.2.2. Торговля эмиссиями

Возможность торговли разрешениями на выброс представляет для Беларуси прекрасную возможность финансирования внедрения энергосберегающих технологий. Одной из целей торговли эмиссиями в рамках Киотского протокола является сокращение выброса парниковых газов с наименьшими издержками. Следовательно, сокращение выбросов парниковых газов, в первую очередь, может быть проведено в странах, где предельные издержки снижения выбросов являются наименьшими. Механизм *Проектов совместного осуществления* предусматривает правила и стандарты, в соответствии с которым сокращение выбросов в результате модернизации промышленного и муниципального оборудования в развитых и переходных экономиках, ратифицировавших Киотский протокол, могут быть сертифицированы и продаваться как разрешения на выброс парниковых газов.⁴¹

Очевидно, что данный механизм является очень привлекательным для стран с переходной экономикой, учитывая низкий уровень энергоэффективности и большую потребность в модернизации такого ключевого сектора как энергетика, а также местных поставщиков энергетических услуг.⁴² В качестве примера, в табл. 3 показана взаимосвязь между торговлей сертификатами на выброс и финансовыми показателями проекта реконструкции региональной системы централизованного теплоснабжения. Необходимые инвестиции составляют 8.2 млн долл. США. Результатом будет ежегодная экономия топлива в размере 1.6 млн долл. США и сокращение выбросов парниковых газов равное 68 тыс. т CO₂-эквивалента. Продажа их в виде разрешений на выброс в течение оговоренного Киотским протоколом периода 2008–2012 гг.⁴³ при ценах находящихся в пределах между 5 и 10 евро за тонну CO₂e – принесет дополнительный доход от 1.7 млн евро до 3.4 млн евро. Финансирование этого проекта на период в 10 лет обеспечит норму прибыли внутри страны (IRR) в 14.5% (без продажи прав на выбросы) и до 20% (при продаже эмиссионных сертификатов по цене 10 евро за тонну CO₂e). Соответственно, если учетная ставка на капитал выше 15%, что нередко встречается в переходных экономиках, проект будет иметь положительную чистую приведенную стоимость (Net Present Value (NPV)), только если будут учтены доходы от продажи эмиссионных сертификатов.

Что необходимо сделать для того, чтобы проекты совместного осуществления, подобно рассмотренному в табл. 15, реализовывались и в Беларуси? В первую очередь, следует как

⁴¹ Среди всех стран, ратифицировавших Киотский протокол, наибольший спрос на эмиссионные сертификаты ожидается от стран ЕС (которые уже используют схемы торговли эмиссиями) и Канады.

⁴² Механизм Киотского протокола, также как и потенциал для торговли эмиссиями обсуждался на семинаре, проведенном Немецкой экономической группой и ИПМ, см АЗ/06/03 (*Беларусь и Киотский протокол: возможности и проблемы*).

⁴³ Сейчас обсуждаются схемы торговли эмиссиями после 2012 г.

можно скорее внедрить систему учета выбросов парниковых газов в соответствии со стандартами Киотского протокола. Помимо этого необходимо понимание того факта, что Беларусь должна будет конкурировать с другими переходными экономиками за потенциальных покупателей эмиссионных сертификатов. Особого внимания заслуживают также следующие два аспекта: во-первых, эмиссионные сертификаты проектов совместного осуществления имеют особую специфику, поскольку выдаются под сокращение эмиссии парниковых газов в будущем периоде и поэтому являются достаточно рискованными. Следовательно, чем более надежными являются все аспекты проекта, включая финансовое планирование и экономическую устойчивость, тем выше та цена, которую белорусские «продавцы» могут получить. Здесь опять же следует упомянуть необходимость проведения институциональных реформ в энергетическом секторе для улучшения экономических условий функционирования энергетических компаний. Во-вторых, Киотский протокол (согласно договоренностям, достигнутым на сегодняшний день) будет действовать только в течение пяти лет 2008 – 2012 гг. Соответственно, только в течение этого периода эмиссионные сертификаты могут быть проданы инвесторам. Поэтому Беларуси необходимо как можно скорее пройти ряд формальных процедур (например, зафиксировать индивидуальный целевой показатель выбросов) для того чтобы иметь возможность участвовать в механизмах Киотского протокола.

Таблица 15

**Реконструкция региональной системы
централизованного теплоснабжения (описание проекта)**

Население проживающее в регионе (млн чел.)				1.3
Количество домов, имеющих котельные				175
Протяженность передаточной сети (км)				380
Начало проекта				2007
Продолжительность проекта (лет)				10
Общий объем инвестиций (тыс. евро)				8200
в котельные				2200
в передаточные сети				6000
Затраты, связанные с проектом совместного осуществления (тыс. евро)				300
Среднегодовое энергосбережение (чистое, тыс. евро)				1600
в котельных				800
в передаточных сетях				800
		Доходы от торговли эмиссиями в 1000 евро (при различных ценах)		
	Сокращение выбросов в тоннах CO₂	5 евро/т	7 евро/т	10 евро/т
в год	68000	340	476	680
общие (2008–2012)	340000	1 700	2 380	3 400
		цены (евро/т):		
Финансовые показатели (IRR и NPV)		5	7	10
IRR	14.5%	16.9%	18.2%	20.0%
NPV (в 1000 евро) при:				
10.0%	1 483	2 330	2 756	3 395
15.0%	-148	525	869	1 386
17.5%	-749	-147	164	632
20.0%	-1 243	-704	-421	2

Источник: средние данные по нескольким проектам взяты из ERUPT Program of the Netherlands

3.2.3. Частно-государственное партнерство

Одним из путей привлечения этих дополнительных средств для развития энергетики является сотрудничество между общественным и частным секторами при предоставлении общественных услуг. Формой такого сотрудничества является партнерство между государственным и частным сектором (ЧГП), в котором принципы функционирования частной фирмы применяются в государственном управлении.

На сегодняшний день существует множество определений ЧГП, варьирующихся от наиболее общего – открытие государственной деятельности для конкуренции со стороны частного сектора посредством частно-государственного партнерства – до достаточно узкого – совместное предприятие между частным и государственными юридическими лицами. В таком случае государственная организация/предприятие нанимает частную компанию для осуществления определенного рода работ, при этом коммерческие риски распределяются на тех же условиях, что и в совместном предприятии. В целом же основной отличительной чертой ЧГП является долгосрочное сотрудничество между общественным и частным сектором, когда частный сектор осуществляет проектное финансирование создания и модернизации инфраструктурных объектов, которые традиционно управлялись и находились в собственности государства⁴⁴.

Сотрудничество между частным и государственным секторами следует рассматривать не только как средство финансирования общественной инфраструктуры, но также как мощный инструмент сокращения издержек, улучшения качества и повышения эффективности.

Европейская комиссия обозначила четыре основных направления воздействия ЧГП на развитие инфраструктуры:⁴⁵

- предоставление дополнительного финансирования;
- привнесение новых методов управления;
- создание добавленной стоимости для потребителей и общества в целом;
- лучшее определение потребностей и оптимальное использование ресурсов.

Частно-государственное партнерство реализуется в различных формах в зависимости от способа участия, собственности объекта инфраструктуры, распределения рисков, продолжительности сотрудничества (табл. 16). Тем ни менее, можно выделить пять основных моделей ЧГП.

Проекты, осуществляемые «с чистого листа»/«с нуля» (Greenfield projects), предполагают, что частная компания или частно-государственное совместное предприятие строят и осуществляют эксплуатацию нового объекта на протяжении периода, оговоренного в контракте. После истечения указанного периода данный объект или передается государству, или остается в собственности компании на оговоренных условиях.

Наиболее распространенными формами проектов «с чистого листа» являются:⁴⁶

- Проект Строительство-Владение-Управление-Передача (Build Own Operate Transfer (BOOT)), в соответствии с которым частное юридическое лицо осуществляет инвестиции в строительство объекта, после чего владеет и управляет им в течение периода, оговоренного в контракте. По завершении данного периода все имущество передается государству.
- В проектах Строительство-Владение-Управление (Build Own Operate (BOO)), и Строительство-Аренда-Владение (Build Lease Own (BLO)) частная компания отвечает за финансирование и управление объектом инфраструктуры. В отличие от контрактов BOOT компания становится собственником данного объекта и не передает его государству. Однако экономическая деятельность частной компании как собственника может регулироваться путем установления цен на оказываемые услуги, наложения определенных ограничений в области управления инфраструктурным объектом и т.д.

⁴⁴ EIB (2005): Innovative Financing of Infrastructure: The Role of Public Private Partnerships: Lessons From the Early Movers. [Инновационное финансирование инфраструктуры: роль частно-государственного партнерства. Первые уроки]. EIB papers, Volume 10, No 2.

⁴⁵ Davies, Steve and Fairbrother, Peter (2003). Private Finance Initiative (PFI) and Public Private Partnerships (PPPs): Definitions and Sources. [Частная финансовая инициатива и партнерство между государственным и частным сектором: определения и источники]. School of Social Science, Cardiff University, Working Paper Series, Paper 39.

⁴⁶ Более подробно см.: Nijiru, Cyrus, Merna, Tony (2002). Financing Infrastructure Projects, Thomas Telford, Technology & Industrial Arts 304 p. and Walker, Charles T., Smith, Adrian J. (1995). Privatized Infrastructure: The Build Operate Transfer Approach, Thomas Telford, 304 p.

Основные формы ЧГП

Формы ЧГП	Модель	Управление и содержание	Инвестиции	Конечная собственность	Риск	Срок контракта (лет)
Строительство-Владение-Передача (BOT)	«с чистого листа»	частное	частные	получастная	частный	20–30
Строительство-Владение-Управление-Передача (BOOT)	«с чистого листа»	частное	частные	получастная	частный	30+
Строительство-Владение-Управление (BOO)	«с чистого листа»	частное	частные	частная	частный	30+
Строительство-Аренда_владение (BLO)	«с чистого листа»	частное	частные	частная	частный	30+
Частичная приватизация	«отделение активов»	частное	частные	частная	частный	30+
Полная приватизация	«отделение активов»	частное	частные	частная	частный	не определен
Реконструкция-Управление-Передача (ROT)	концессия	частное	частные	государственная	получастный	20–30
Реконструкция-Аренда/Лизинг-Передача (RLRT)	концессия	частное	частные	государственная	в основном частная	20–30
Строительство-Реконструкция-Управление-Передача (BROT)	концессия	частное	частные	государственная	частный	20–30
Контракт на управление	контракт	частное	государственные	государственная	государственный	3–5
Лизинг	контракт	частное	государственные	государственная	получастный	8–15

Источник: оценки автора на основе информации из Thomsen (2005), OECD Secretariat и World Bank's PPI database.

Данные формы предполагают долгосрочное партнерство между государственными и частным секторами (30 лет и более), поэтому у частной компании есть стимул к высокому качеству строительных работ на объекте, поддержанию его в исправном состоянии, оптимизации издержек по управлению. Такой тип контракта также предполагает, что все рыночные риски, связанные со строительством и управлением, полностью берет на себя частный сектор.

«Отделение активов» (*divestiture*) предусматривает, что имущество (полностью или частично), так же как и обязательства по осуществлению инвестиций и управлению передаются частному оператору. Частное юридическое лицо может приобрести государственную собственность при продаже активов, открытой эмиссии новых акций или приватизации. Чаще всего данный тип контракта предполагает гарантии со стороны правительства в отношении возможности повышения тарифов для покрытия издержек и получения прибыли на инвестированный капитал.

При *концессии (concession)* частный оператор берет на себя управление и содержание объекта на основе договора аренды. За период, оговоренный в контракте, он обязуется осуществить инвестиции в новое оборудование или строительство инфраструктурного объекта. Таким образом, данная форма предполагает, что частная фирма полностью несет коммерческие риски, в то же время собственность остается в руках государства. Поэтому устанавливаемый уровень тарифов не является критически важным, поскольку он может быть привязан к арендной плате (т. е. если он окажется недостаточным для покрытия издержек, арендная плата может быть снижена), однако доходы должны покрывать долгосрочные издержки по обслуживанию и давать возможность получения обоснованной прибыли. Наиболее рас-

пространенным контрактными формами являются: Реконструкция-Управление-Передача (Rehabilitate, Operate and Transfer (ROT)), Реконструкция-Аренда/Лизинг-Передача (Rehabilitate, Lease/Rent and Transfer (RLRT)), Строительство-Реконструкция-Управление-Передача (Build, Rehabilitate, Operate and Transfer (BROT)). Данные контракты заключаются на длительный период и содержат большой перечень обязательств, относящихся к инвестициям и обслуживанию объекта.

Контракт на управление/аутсорсинг (Management and outsourcing contracts) является наиболее простой формой ЧПП, не подразумевающей инвестиционных обязательств. Собственность и инвестиционные решения остаются в ведении государственного органа, в то время как частная компания отвечает только за управление и, соответственно, берет на себя только операционные риски. Этот тип контрактов применяется, как правило, там, где привлечение частных инвестиций невозможно в связи с тем, что традиционно цены устанавливаются ниже издержек и правительство не хочет устанавливать тарифы, покрывающие издержки (централизованное отопление). Контракты на управление/аутсорсинг способствуют росту производительности труда, улучшению управления и росту качества предоставляемых услуг. Вместе с тем, они имеют ряд недостатков по сравнению с более широкими формами участия частного сектора. Как правило, контракты заключаются на непродолжительный период времени и в них может не фиксироваться необходимость улучшения эффективности и роста производительности⁴⁷.

В соответствии с базой данных Всемирного банка о ЧПП в развивающихся странах и странах с переходной экономикой преобладающей формой частно-государственного партнерства является Строительство-Владение-Управление (38.9% от общего количества проектов), далее следуют Строительство-Владение-Передача (17.9%) и Строительство-Реконструкция-Управление-Передача (13.2%). Вместе эти три типа контрактов составляют 70% от общего количества проектов, реализуемых в 1990–2003 гг.

В то время как наибольший удельный вес ЧПП-инвестиций в странах ЕС приходится на железные дороги (46%) и дороги (35%), а проекты, связанные с энергетикой составляют всего 7% частно-государственное партнерство в развивающихся странах в основном сосредоточено в энергетике (41.2%). Наиболее распространенным типом ЧПП в энергетике являются проекты, осуществляемые «с чистого листа».

Таблица 17

Количество проектов по секторам инфраструктуры и типу ЧПП

Сектор	Количество проектов	Концессия	«отделение активов»	«с чистого листа»	прочие
Энергетика	1116	45	428	626	17
Телекоммуникации	600	8	113	477	2
Транспорт	735	406	58	226	45
Водоснабжение	261	110	20	81	50
Всего	2712				

Источник: расчеты сделанные в IMF Working Paper, WP/06/99 на основе базы данных Всемирного банка по ЧПП.

В базе данных по ЧПП Всемирного банка содержится информация о 217 проектах, реализованных в странах ЦВЕ к 2003 г. Венгрия, в которой осуществлено 42 проекта находится на первом месте по общему объему финансирования (17.4 млрд евро), далее следует Чешская республика (46 проектов, 16.4 млрд евро), и Польша (35 проектов, 18 млрд евро). На эти три страны приходится 71% общего объема ЧПП-инвестиций в страны ЦВЕ. Общее количество проектов, осуществленных в секторе энергетике, составило 74, при этом 57 проектов реализовано в электроэнергетике и 17 в газовой энергетике. Финансирование данного сектора составило 23.6% от общего объема ЧПП-инвестиций. Практически все проекты в энергетическом секторе реализовывались через «отделение активов».

⁴⁷ EBRD (2004). Transition Report 2004, Infrastructure.

В России ЧТП в энергетике реализуется по следующим направлениям:

- централизованное теплоснабжение (РКС (Ренова), Новогор (Интеррос), РКИ (Базел), ЕЭС (дочернее предприятие), ЦИТЭК (Газпром));
- распределение электроэнергии (местные частные операторы, РКС (Ренова), Новогор (Интеррос), ЕЭС (дочернее предприятие)).

Сегодня в России отмечается рост предоставления услуг в области энергетики на основе ЧТП. Этот процесс сопровождается преобразованием государственных юридических лиц в коммерческие предприятия, реформа в энергетике повысила роль местных советов, которые стали использовать концессии в централизованном теплоснабжении, ВОТ-проекты в когенерации.

Еще одним механизмом привлечения частных инвестиций является создание энерго-сервисных компаний (ЭСКО) для реализации проектов, направленных на повышение энергоэффективности в промышленности, жилом секторе, строительстве. ЭСКО предоставляет большую часть суммы, необходимой для реализации проекта или же беря кредит или инвестируя свои собственные средства.

ЭСКО являются независимыми компаниями, разрабатывающими комплексные меры для сокращения затрат энергоснабжения, таким образом, чтобы клиент, например муниципалитет владеющий котельной, имел дело с одной компанией при реализации всех компонентов и стадий проекта. ЭСКО могут быть в частной (например, «Сименс» владеет чешской компанией «Ландис и Стефа») или общественной собственности (Государственному комитету по энергосбережению Украины принадлежит УкрЭСКО). В функции ЭСКО могут входить:⁴⁸

- анализ состояния и аудит энергетического объекта;
- разработка и реализация проекта;
- проектирование и установка;
- содействие в получении финансирования или же финансирование (последнее не обязательно);
- управление и эксплуатация;
- мониторинг энергосбережения;
- гарантии выполнения договоренностей.

Очевидно, что компании, которые специализируются на предоставлении такого рода услуг и оперируют в конкурентной среде без субсидий или гарантий со стороны государства для обеспечения прибыльности при осуществлении деятельности в энергетическом секторе должны обладать высокой квалификацией. Поскольку ЭСКО в ходе реализации проекта для получения прибыли повышают энергоэффективность, они являются достаточно привлекательным инструментом позволяющим достичь намеченных целей. Однако ЭСКО не смогут достичь поставленных целей без создания надлежащей нормативно-правовой базы.

Следует отметить, что само по себе участие частного сектора автоматически не означает улучшение показателей деятельности энергетического сектора. Более того, оно предполагает достижение определенного прогресса в развитии рынка и конкуренции, по крайней мере, возможности работать с прибылью для того, чтобы частный капитал пришел в энергетику. Это напрямую связано с уровнем развития рыночных отношений. Поскольку инфраструктурные проекты требуют значительных инвестиций, частный сектор будет участвовать в ЧТП, только если он сможет получить достаточный доход за контрактный период. Поскольку в Беларуси рынок в энергетическом секторе отсутствует, вероятность инвестиций со стороны частного сектора намного ниже, чем в странах Центральной и Восточной Европы. Т.е., без проведения рыночных реформ приход частного капитала, новых управленческих подходов и других форм участия частного сектора вряд ли будет возможен, что, в свою очередь, может вызвать нехватку ресурсов для повышения эффективности функционирования энергетического сектора.

⁴⁸ OECD (2004). Coming in From the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies.

Кроме того, ЧПП проекты в развивающихся и переходных экономиках, как правило, поддерживаются международными организациями, такими, например, как Международная финансовая корпорация, Всемирный банк, Международное агентство по инвестиционным гарантиям (MIGA), Международный банк реконструкции и развития (IBRD), Межамериканский банк развития (IADB), Европейский банк реконструкции и развития (EBRD), Европейский инвестиционный банк (EIB). Все эти международные организации требуют либерализации, благоприятных условий для инвестиций и макроэкономической стабильности как предварительных условий оказания финансовой поддержки ЧПП в этих странах

3.3. Международный опыт мероприятий по увеличению эффективности функционирования электроэнергетического сектора

3.3.1. Организационная структура сектора

Реформы в электроэнергетическом секторе в большинстве стран ОЭСР начались в начале 90х годов путем внедрения элементов конкуренции при производстве электроэнергии. Основными целями реформирования были сокращение тарифов вследствие роста эффективности (Великобритания, Аргентина, Австрия); привлечение иностранных инвесторов (Бразилия, Аргентина), обеспечение конкуренции с целью предоставления потребителям возможности права выбирать поставщика (Норвегия, Австрия); сглаживание разницы в тарифах в разных регионах страны (Норвегия, США).

В большинстве стран ОЭСР электроэнергия продается на оптовом рынке, где предложение энергетических предприятий встречается со спросом оптовых компаний. В основе такой системы могут лежать две разные модели организации структуры сектора⁴⁹.

Пул. Великобритания известна как пионер в области дерегулирования электроэнергетики и вертикальной дезинтеграции (*vertical unbundling*) после создания своей системы *электрического пула*. В целом сектор электроэнергетики был вертикально разделен на три генерирующие компании, национального сетевого оператора и 12 оптовых компаний.

Оптовый рынок электроэнергии функционирует как Пул, в котором генерирующие компании продают электроэнергию и самостоятельно приобретают новые мощности. Единая цена устанавливается на уровне цены, предлагаемой последним производителем, чья электроэнергия была востребована, чтобы удовлетворить весь спрос. Цена на электроэнергию колеблется в течение дня исходя из уровней нагрузки и спроса. Следовательно, когда спрос и цена являются высокими в период пиковых нагрузок, производители с относительно высокими издержками могут предлагать свою энергию в общий пул. В остальные периоды, когда спрос постоянный, а цены низкие, только производители с низкими затратами производят и продают электроэнергию. Таким образом, роль пула состоит в том, чтобы способствовать конкуренции в процессе предложения цен разными производителями, в результате которого каждые полчаса устанавливается оптовая цена на электроэнергию. В этом случае именно рыночные силы ответственны за то, что спрос и предложение будут сбалансированы, в то время как государственный национальный сетевой оператор отвечает за то, чтобы это стало возможно технически. Следовательно, модель пула создает мотивацию для производителей электроэнергии снижать свои издержки, гарантируя эффективное производство энергии и оптимальное использование мощностей, поскольку потребители имеют стимул потреблять меньше энергии в пиковые часы, и соответственно, сглаживать уровень спроса в разные периоды.

Через десять лет после внедрения этой системы цены на электроэнергию в Великобритании были на 10% ниже чем до реформ. Вслед за успешной реализацией этой системы в Великобритании, модель пула была внедрена во многих развитых и развивающихся странах. В

⁴⁹ Больше информации о реформах в области дерегулирования электроэнергетики и ее организационных структурах можно найти на следующих сайтах: <http://www.libertarium.ru/libertarium/energy>, www.iea.org, <http://www.powermarketers.com/drg-lnk.htm>.

целом, результаты использования этой модели организации электроэнергетического сектора были положительными. Недостатком такой системы, однако, является то, что производители могут попытаться обойти конкуренцию через кооперацию друг с другом. В частности, они могут попытаться сократить возможный объем предлагаемой электроэнергии, координируя снижение производства, таким образом, чтобы вызвать рост цен. Чтобы уменьшить мотивацию и возможности таких действий, были предприняты некоторые меры способствующие конкуренции (двусторонние контракты между производителями и розничными продавцами энергии или возможность заранее согласовать объем производства на день, неделю или месяц). Данные меры способствовали дальнейшему существованию и развитию электроэнергетики в виде модели пула.

Двусторонние контракты. Хотя модель пула способствует наиболее эффективному распределению ресурсов, она имеет два недостатка. Первый состоит в том, что краткосрочные продажи электроэнергии приводят к частым колебаниям цены. Хеджирование сделок с помощью форвардных контрактов может быть только частичным решением. Вторым недостатком состоит в том, что именно производители играют доминирующую роль на рынке, в то время как покупатели практически не участвуют в процессе установления цены. Альтернативная форма организации электроэнергетики – система *двусторонних контрактов* между производителями и потребителями не имеет данных недостатков.

Для того чтобы достичь эффективных результатов, система двусторонних контрактов также требует вертикальной дезинтеграции и существования оптового рынка электроэнергии. Рынок и системный оператор, как правило, представлены разными предприятиями. В то время как энергетические предприятия напрямую между собой осуществляют торговые сделки, системный оператор обеспечивает технические возможности функционирования системы. Такая двойная структура сокращает тревоги о том, что обе структуры будут дискриминировать участников энергетических сделок.

3.3.2. Реформы и требования Европейского союза

Однако прежде чем сделать выбор в пользу той или иной системы должны быть соблюдены несколько общих предварительных условий. Они приведены в Директиве ЕС 1996 г., которая считается отправной точкой реформирования и повышения эффективности работы электроэнергетики в странах ЕС через обеспечение и стимулирование конкуренции в секторе. Эта директива предполагает право потребителя выбирать наиболее дешевого поставщика. Кроме того, данная реформа обязывает неограниченный доступ третьих лиц в сети по единым тарифам, дезинтеграцию производства, передачи и сбыта электроэнергии (для того чтобы избежать перекрестного субсидирования), полная или частичная приватизация производственных компаний; создание независимого регулирующего органа и улучшение тарифной политики для адекватного отражения в тарифах всех затрат всех энергетических предприятий и пр.

Оба эти условия – свобода выбора поставщика потребителем и конкуренция среди частных производителей энергии – являются двумя ключевыми факторами успешного функционирования оптового рынка электроэнергии. Необходимость конкурировать и возможность привлекать инвестиции приводит к эффективному распределению ресурсов, соответствующей мотивации менеджеров и постоянной работе над сокращением издержек для того, чтобы сделать производство еще более эффективным и прибыльным. Аналогичная мотивация касается частных сбытовых компаний, в то время как системный оператор, как правило, остается государственной компанией. В итоге, рынок приносит более низкие цены и более высокое качество обслуживания потребителям.

Однако вследствие сложности реформ в секторе электроэнергетики в целом и высокого уровня протекционизма национальных рынков в некоторых странах ЕС, сами реформы идут со значительными трудностями и задержками. К настоящему времени многие требования Европейской директивы по электроэнергии до сих пор не выполнены. Тем не менее, в Европе практически не существует сомнений, что (1) реформы ЕС по либерализации рынка идут

в правильном направлении (т.е. к большей эффективности); (2) сектор электроэнергетики в старых и новых членах ЕС стал более свободным и эффективным (в одних странах больше, в других меньше); (3) ни одна страна ЕС не столкнулась с ухудшением ситуации на электроэнергетическом рынке (т.е. он не стал менее эффективным).

Все страны ЦВЕ и Балтии, а также большинство стран СНГ уже начали реформы электроэнергетики по тем же причинам, по которым ранее их начали развитые страны. В качестве базовой модели реформирования была взята директива ЕС и ее требования. Однако вследствие сложности стоящих перед трансформационными странами задач они демонстрируют разную скорость и уровень успеха. Например, согласно оценкам ЕБРР прогресс в реализации структурных реформ в электроэнергетическом секторе, Польша, Чехия, страны Балтии до сих пор немного не дотягивают до стандартов развитой рыночной экономики.

После первых десяти лет реформирования, опыт этих стран говорит о том, что наиболее важными задачами для переходных стран являются ужесточение платежной дисциплины, установление цен на уровне, отражающем все затраты, создание независимого регулирующего органа, который будет соблюдать баланс интересов всех сторон. Эффективная регулирующая система имеет критическую важность. В частности, ее установление предполагает согласованность, предсказуемость, правоспособность, ответственность и прозрачность. Уроки стран ЦВЕ могут быть очень полезными для стран СНГ, поскольку большинство из них эти реформы еще не реализовало (см. приложение Б). Согласно международным (рыночным) стандартам реформирование сектора электроэнергетики в Беларуси является крайне актуальным. Состояние, прогресс и направления возможных реформ в белорусской энергетике рассмотрены в Мониторинге инфраструктуры Беларуси, ежегодно публикуемом в рамках проекта GET.⁵⁰

4. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ В ОБЛАСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

4.1. Выводы

На основании приведенного выше анализа можно сделать следующие выводы:

1. Газ играет важную роль в белорусской экономике. До настоящего времени Беларусь субсидируется Россией, но выигрыш от низких цен на импортируемый газ используется неэффективно, в основном он был направлен на поддержку отдельных предприятий (отраслей) и населения, инвестирован в сопутствующие бизнесы (частично социально мотивированные) или просто потрачен на поддержание неэффективной структуры сектора, которая не стимулирует инициативу менеджеров. В то же время инвестиции в улучшение инфраструктуры (сетей) были незначительными.

2. Белорусский энергетический сектор состоит из двух больших предприятий газового сектора (ОАО «Белтрансгаз» и государственного концерна «Белтопгаз») и шести облэнерго, подчиняемых государственному концерну «Белэнерго». Все предприятия сталкиваются с многочисленными проблемами, часть из которых является следствием существующей практики регулирования сектора, а часть – устареванием ОПФ сектора и снижением эффективности его функционирования.

3. Белорусский энергетический сектор испытывает финансовые и экономические трудности, связанные с недостаточной реформированностью белорусской экономики, результатом чего является низкая платежная дисциплина; непрозрачность финансовых потоков и некоторых платежных схем; перегруженность социальными обязательствами; недостаточная мотивация для роста эффективности; отсутствие элементов конкуренции. Все улучшения внутри сектора достигнуты с помощью административного ресурса, возможности которого далеко не бесконечны. Большинство проблем энергетических предприятий могут быть ре-

⁵⁰ См. <http://www.research.by/rus/bim/>

шены только с помощью реформ, направленных на демонополизацию, коммерциализацию и акционирование газового сектора.

4. Проведенный на основе модели общего равновесия анализ показывает высокую чувствительность белорусской экономики к шокам, вызванным повышением цен на газ. В результате моделирования было установлено, что если не будут предприняты меры, через 5–7 лет при сложившемся уровне энергопотребления статические потери благосостояния при повышении цен до уровня в 230 долл. США могут составить 20% потребления, а снижение ВВП – 15.7%. Сокращение производства и экспорта будет наблюдаться в отраслях с высоким удельным весом газа в промежуточном потреблении. В первую очередь это – химическая и нефтехимическая промышленность и промышленности стройматериалов.

Поскольку удельный вес газа составляет 65% в первичном потреблении ТЭР, то для сохранения неизменных объемов ВВП сокращение потребления газа при росте цен на него до 230 долл. США будет равнозначно снижению энергопотребления на 52%. Такое сокращение может быть достигнуто за счет мероприятий по повышению энергоэффективности экономики Беларуси, а также замещения газа в потреблении ТЭР другими видами топлива (например, возобновляемые источники энергии, ядерная энергия).

5. Рост импортных цен на газ в будущем может привести к болезненным последствиям для некоторых потребителей (рост цен и сложности с продажей продукции, снижение рентабельности и пр.) и национальной конкурентоспособности в целом. Все это может привести к усилению протекционизма, а также к росту инфляции, что может стать дополнительным фактором снижения темпов экономического роста и ухудшения уровня жизни населения.

6. Тарифы для населения на газ и электроэнергию в Беларуси в 2006 г. были установлены на уровне молдавских, т.е. чуть выше, чем в Украине и несколько ниже российских. Следовательно, был возможен дальнейший небольшой рост тарифов для их унификации с российскими, что и произошло в 2007 г. В тоже время, в 2006 г. тарифы на газ и электроэнергию для промышленных потребителей были установлены примерно на уровне 20–30% ниже, чем в Украине и Молдове. Однако в 2007 были повышены и превышают уровень стран СНГ, а по электроэнергии приблизившись к уровню стран ЕС. Представляется, что это предел роста энергетических тарифов для промышленных предприятий страны. Дальнейший резкий рост тарифов может вызвать обвальное снижение национальной конкурентоспособности.

7. Проблема приспособления к более высоким ценам может быть смягчена, если снизятся издержки газовых и электроэнергетических предприятий и повысится эффективность их работы. В свою очередь, это подразумевает необходимость инвестиций и осуществление ряда реформ. Весь опыт стран ЕС и ЦВЕ показывает, что лучшим решением являются реформы, направленные на повышение прозрачности и конкурентности сектора, которые делают его привлекательным для новых инвестиций.

8. Низкий уровень прибыльности в энергетике, вызванный, проводимой тарифной политикой, ведет к низкой эксплуатационной эффективности в данном секторе. Для решения имеющихся проблем и повышения энергоэффективности необходимы реформы, включающие акционирование, совершенствование регуляторных механизмов, либерализация и изменение системы формирования тарифов.

9. Государственная комплексная программа развития энергетики выделяет систему централизованного теплоснабжения и когенерацию в качестве основных источников роста энергоэффективности. Однако потенциал комбинированного производства тепло- и электроэнергии лучше всего реализуется при оптовой конкуренции.

10. Высокая потребность в инвестициях в инфраструктуру и оборудование должна быть, хотя бы частично, профинансирована частными инвесторами, поскольку бюджетные деньги ограничены и необходимы в социальной сфере (здравоохранении, образовании и пр.). Следовательно, для газового сектора нужно создать перспективу устойчивого, ориентированного на прибыль развития. Реформа газового сектора будет успешной только тогда, когда она создаст среду, поощряющую наиболее эффективные предприятия. Предприятия само-

стоятельно должны завоевывать потребителей, предлагая наилучшее соотношение «цена-качество». Безусловно, уже существующие на рынке предприятия могут иметь преимущества перед фирмами-новичками. Однако эти преимущества (существующая инфраструктура и, соответственно, более низкие издержки) должны использоваться в интересах общего развития сектора (т.е. гарантии доступа в сеть по единым ценам), а не служить препятствием конкуренции. В любом случае, определять целесообразность того или иного предприятия или инвестиционного проекта в энергетическом секторе должен потребитель или инвестор, а не государство.

11. Использование таких механизмов как торговля эмиссиями или совместное участие общественного и частного секторов для планирования и осуществления энергосберегающих проектов в качестве предварительного условия требуют гарантий экономической жизнеспособности, которая наилучшим образом может быть обеспечена только при проведении рыночных реформ в энергетическом секторе.

12. Высокая зависимость от импорта российского газа и дальнейший рост цен на него представляют угрозу для белорусской экономики и вынуждают правительство принимать превентивные меры. Рост использования местных/возобновляемых источников энергии является нужным и полезным, однако, лишь частичным решением проблемы. Напротив, рост эффективности в секторе электроэнергетики представляется более перспективным способом того, как удержать рост цен на приемлемом уровне, в тоже время гарантируя стабильное функционирование сектора. Для того чтобы достичь указанной цели, система нуждается в новых подходах к регулированию, которое бы дало стимулы к росту эффективности (снижению затрат). Международный опыт предлагает несколько путей того, как это может быть достигнуто с помощью внедрения элементов конкуренции в сектор. Однако до того как начать это делать в Беларуси, правительству нужно установить новые правила регулирования для более эффективного функционирования сектора.

4.2. Рекомендации в области экономической политики.

Все рекомендации можно разбить условно на две группы. Первая группа связана с мерами, направленными на поощрение мотивации для роста эффективности энергетического сектора и изменением принципов его регулирования. Вторая группа рекомендаций связана с проведением политики, направленной на рост привлекательности сектора для инвестиций и которые, при этом не требуют приватизации «Белтрансгаза» и предприятий «Белтопгаза».

Изменения в регулировании имеют две стороны. Во-первых, для достижения прозрачности в формировании издержек и прибыли, газовый сектор нуждается в реализации новой ценовой политики, когда тарифы для конечных потребителей будут установлены на уровне, покрывающем затраты и включающем необходимую прибыль для промышленных потребителей и населения без всякого перекрестного субсидирования и с четкими едиными для всех правилами.

Самая первая и самая простая реформа, касающаяся ценовой политики и для «Белтрансгаза» и для «Белтопгаза», основывается на следующих принципах:

- цены для конечных потребителей должны устанавливаться на уровне, покрывающем затраты и для промышленных предприятий, и для населения, без какого-либо перекрестного субсидирования;
- уровень, покрывающий затраты, включает в себя и необходимые отчисления в инвестиционный фонд;
- цена для всех промышленных потребителей должна быть одинаковой.

Отсутствие приборов учета потребления газа⁵¹ не может рассматриваться как реальное

⁵¹ В настоящий момент стоимость потребления газа, при использовании приборов учета, составляет значительно меньшую величину, чем согласно установленным нормам, что в целом является стимулом для установления приборов учета населением. Однако их стоимость достаточно высока, и население не должно оставаться один на один с этой проблемой. Например, часть затрат по установлению приборов учета может входить в стоимость

препятствие данной реформе. Скорее, усилия по улучшению ценовой политики определенно должны включать инвестиционные программы по установлению счетчиков. Это не только позволит четко установить объемы потребления населением, но также даст потребителям стимул сокращать потребление и, следовательно, снижать зависимость от газа. После установления счетчиков можно будет четко установить как много газа потреблено, а «Белтопгаз» сможет четко определить сколько стоила доставка этого газа. В результате, установление цен, покрывающих затраты, будет понятным и прозрачным.

Текущая политика поддержания искусственно низких тарифов для населения имеет два значительных недостатка: во-первых, она снижает эффективный тариф для населения, который, как было отмечено выше, и так установлен на уровне ниже уровня действительных затрат. В результате, необходимость продавать электроэнергию и газ льготным группам населения приводит к дополнительной экономической нагрузке на энергетические предприятия. Во-вторых, политика продажи всем потребителям электроэнергии по заниженным ценам стимулирует ее чрезмерное потребление, субсидирует более богатые группы населения и не дает достаточных стимулов к энергосбережению.

Для того чтобы избежать отмеченных недостатков представляется целесообразным, чтобы помощь и привилегии нуждающимся в поддержке группам населения финансировалась всем обществом, а не энергетическими предприятиями, поскольку такого рода помощь – это обязательство всего общества. Это может быть сделано при помощи Министерства финансов (которое будет компенсировать энергетическим предприятиям разницу между низким тарифом и нормальным) или через монетизацию льгот (государство платит разницу между низким тарифом и нормальной ценой по заранее определенному объему потребления непосредственно потребителям). Преимуществом такой процедуры является то, что домашние хозяйства – обладатели такой льготы – могут сами непосредственно решать, предпочитают ли они потреблять весь субсидируемый объем электроэнергии или снизить свое потребление и сэкономить определенную сумму денег. Следовательно, потребителям будет дан непосредственный стимул сокращать энергопотребление. Если внедрение принципов адресной помощи и ее монетизация невозможны в силу практических проблем, таких как недостаток средств в бюджете или невозможность должного учета объемов потребления, схема «жизненно необходимого потребления» может стать частичным решением. В рамках данного подхода цены на потребление определенного минимума субсидируются более высокими ценами на потребление свыше этого минимума (практика тарифов на газ для населения в Украине и Молдове).

Кроме того, работа по дальнейшему улучшению платежной дисциплины должна быть продолжена для всех групп потребителей без каких-либо исключений с помощью как экономических, так и административных мер воздействия.

Необходимо прекратить практику использования поступлений от транзита газа для финансирования внутреннего потребления. Вместо этого, необходимо чтобы:

- цены, покрывающие затраты, заменили будущее перекрестное субсидирование потребления газа внутри страны;
- поступления от транзита использовались для покрытия всех затрат по транзиту и на финансирование инвестиционных программ по поддержке, улучшению и расширению существующих транзитных трубопроводов;
- излишние доходы, которые не использовались на покрытие затрат и инвестиции, передавались в государственный бюджет. При этом их следует использовать для финансирования социальных целей, имеющих отношение к газовому сектору, таких как газификация деревень или прямая поддержка беднейшего населения как компенсация более высоких газовых тарифов.

жилищно-коммунальных платежей, или быть профинансирована международными организациями, поддерживающими энергосберегающие проекты, и пр.

Во-вторых, «регулируемая конкуренция» должна постепенно сменить ценообразование по методу «издержки плюс». Это определено требует создания независимого регулирующего органа, который будет избавлен от всякого вмешательства в его деятельность. Среди первых действий этого регулирующего органа следует осуществить изменения в тарифной политике, которые принесут больше конкуренции в сектор.

Что касается инвестиций и роста эффективности сектора, то для того чтобы открыть энергетический сектор для новых инвестиций должны быть реализованы определенные меры по реструктуризации и акционированию. Если предприятие перегружено непроизводительными активами и несвободно в выборе средств использования собственных средств и прибыли, оно работает как государственное предприятие с тем же набором ресурсов для инвестиций (бюджетные деньги). Более того, менеджеры не имеют достаточных стимулов работать над снижением издержек и ростом эффективности. Вот почему необходимо полное акционирование большинства энергетических предприятий и глубокая реструктуризация сектора с менеджерами, ориентированными на максимизацию стоимости акций (для государства как главного держателя акций).

Все эти быстро реализуемые реформы будут иметь своим следствием надежную, прибыльную и эффективную работу газового сектора в Беларуси и приведут к росту репутации Беларуси как надежного транзитного партнера.

Вторая группа рекомендаций связана с реструктуризацией и акционированием энергетических предприятий.

Как и в случае с любым другим бизнесом, акционирование предприятий «Белэнерго» и в большей степени «Белтопгаза», должно быть нацелено на создание независимых компаний с правом принятия собственных производственных, инвестиционных решений, решений по структурным изменениям и пр. Руководство каждой компании должно быть ориентированным на максимизацию прибыли, и, следовательно, стоимости акций. В свою очередь, владельцы акций (в этом случае государство) сохраняет контролирующую функцию над руководством, чтобы быть уверенным, что менеджмент действует в целях максимизации доходов акционеров. Только в этом случае акционирование приведет к созданию предприятий, которые постоянно нацелены на улучшение результатов его функционирования и эффективности.

Большинства энергетических предприятий перегружены непроизводительными активами и их руководство не свободно в принятии решений. Например, в том, как зарабатывать и тратить деньги, во что инвестировать и пр. Текущая практика осуществления инвестиций для достижения социально-политических целей должна быть прекращена.

Реструктуризация и акционирование также означает необходимость и возможность освободиться от всех предприятий, несвязанных непосредственно с газовым или электроэнергетическим сектором. Существующие социальные обязательства и необходимость нести «политические постоянные затраты»⁵² не позволяют в настоящее время рассматривать энергетические предприятия как реальные «бизнесы». Многочисленные социальные объекты, которые находятся на балансе этих предприятий, должны быть реструктурированы, отделены, проданы или переданы на баланс муниципальных властей. Полное акционирование должно освободить предприятия от таких политически мотивированных расходов. Кроме снижения издержек и сферы ответственности, акционирование создаст новую систему мотивов и стимулов.

Чтобы избежать перекрестного субсидирования между различными видами деятельности внутри одного предприятия (что является серьезным препятствием для развития конкуренции), полное акционирование должно включать четкое разделение учета операций по транспортировке и сбыту (розничным продажам) газа или электроэнергии внутри каждой компании, а также в случае «Белтрансгаза», отдельный учет транзита и распространения газа внутри страны. Более того, чтобы гарантировать доверие к акционированию, все предпри-

⁵² Затраты, которые могли бы быть сокращены в случае изменения экономической политики (например, неформальный запрет на сокращение занятости).

ятия должны обеспечить достаточный уровень прозрачности, например, через процедуру регулярного независимого аудита согласно международным стандартам.

Для того, чтобы избежать вмешательства как со стороны правительства, так и со стороны бизнеса, энергетический сектор нуждается в независимом регулирующем органе (такой орган создан и в России, и в Украине, и в Молдове). Этот орган будет определять «правила игры» для сектора, принимая во внимание интересы всех вовлеченных групп. Первоочередными действиями такого органа в Беларуси должны стать изменения в тарифной политике, которые принесут элементы конкуренции в сектор.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ОБЗОР ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В НЕКОТОРЫХ СТРАНАХ ЦВЕ (1 ПОЛУГОДИЕ 2002 Г.)

Страна	Средняя цена для населения, долл. США тыс.м ³	Средняя цена для промышленности, долл. США тыс.м ³	Регулирующий орган и дата его создания. Конкуренция в секторе	Приватизация главной газовой компании, права собственности
Словакия	110	100	Бюро регулирования сетевых предприятий (Regulatory Office of Network Industries (RONI)), 2001 которое регулирует тарифы. В 2001 г. Министерство экономики издало постановление, позволяющее крупнейшим потребителям выбирать своих поставщиков.	Объединенная газовая компания SPP была приватизирована в 2002 г. (консорциум, состоящий из Ruhrgas, Gas de France и PAO «Газпром», заплатил 2.7 млрд долл. США за 45%)
Республика Чехия	230	150	Бюро регулирования энергетики (Energy Regulatory Office (ERO)), которое с 2001 г. Устанавливает цены на природный газ. Оно определяет максимальные цены, которые «Трансгаз» может установить сбытовым компаниям для оптовой торговли и максимальные цены, по которым сбытовые компании продают газ конечным потребителям. Выполняя Директиву ЕС по созданию конкуренции на рынке, 28% ежегодного потребления газа крупнейшими потребителями покупается на свободном розничном рынке	Объединенная газовая компания Transgas была приватизирована в 2002 г. Немецкая фирма RWE купила 97% «Трансгаза» и 46–58% акций в восьми региональных газовых сбытовых компаниях за 3.7 млрд долл. США.
Польша	300	160	Энергетический регулирующий отдел (Energy Regulatory Authority (URE)), 1997. Устанавливает цены и тарифы для внутренних потребителей. PGNiG имеет убытки, поскольку тарифы не покрывают все затраты, особенно для ЖКХ. В 2001 г. Министерство экономики издало новую формулу расчета газовых тарифов, разработанную для постепенного покрытия тарифами затрат.	Польская нефтяная и газовая компания (Polish Oil and Gas Company (PGNiG)) является объединенной, государственной газовой и нефтяной монополией.
Венгрия	180	160	Венгерское энергетическое бюро (Hungarian Energy Office (MEH)), 1994. Регулирует цены и выдает лицензии в газовом секторе.	MOL, венгерская нефтяная и газовая компания была приватизирована в несколько стадий, начиная с 1993, путем предоставления возможностей по покупке акций работникам и руководителям предприятия, первоначальному публичному предложению акций на фондовой бирже и международного частного размещения акций для институциональных инвесторов. В настоящее время международные инвесторы имеют 52.1% акций компании, различные национальные инвесторы – 22.9% и Фонд госимущества – 25%.
Болгария	145		Государственная энергетическая регулирующая комиссия (State energy regulatory commission (SERC)) является независимым специализированным государственным органом, чьи члены избираются Советом министров и одобряются премьер-министром. Компетенцией SERC является издание и отмена разрешений и лицензий; регулирование цен и тарифов; разработка и предложение для одобрения Совету министров законодательных предложений по регулированию сектора, условий получения разрешений, лицензий, правила, определяющие установление цен на электрическую энергию, тепло и натуральный газ. SERC определяет рентабельность капитала – 8% для транспортирующих (трансмиссионных) компаний и 15% для сбытовых компаний.	«Болгаргаз» (Bulgargas) является государственной вертикальной объединенной компанией, которая является единственным поставщиком газа потребителям и сбытовым компаниям (97% продаж газа) и владельцем трансмиссионной системы, подземного хранилища и части сбытовой системы. К концу 2006 г. намечена ликвидация этой монополии через реструктуризацию: разделение «Болгаргаза» на несколько ОАО, занимающихся импортом, транзитом, хранением и сбытом
Румыния	130	110	Национальный отдел по регулированию газа (National Natural Gas Regulatory Authority (ANRGN)), 2000. Его ответственность включает установление тарифов, регулирование компаний и выдачу лицензий, защиту потребителей, контроль над деятельностью газовых компаний, издание технических норм и регулирование доступа к транспортным и сбытовым сетям.	В 2000 г. Государственная монополия «ROMGAZ. S.A.» была расформирована на 5 независимых компаний со 100% госсобственностью: DISTRIGAZ SUD Bucuresti – ответственная за поставки и распределение газа, DISTRIGAZ NORD Targu-Mures – поставки и распределение газа, EXPROGAZ Medias – за добычу газа и его хранение, DEPOGAZ Ploiesti – подземное хранение, Transgaz Medias – трансмиссия и транзит газа. В 2001 г. EXPROGAZ и DEPOGAZ были преобразованы в единую компанию «S.N.G.N. ROMGAZ. S.A.», основными видами деятельности которой являются разведка, добыча и хранение газа.

Источник: международное энергетическое агентство (IEA).

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ГАЗОВОГО СЕКТОРА В НЕКОТОРЫХ СТРАНАХ ЦВЕ

	Добыча газа	Транзит газа/ Трансмиссия	Сбыт газа	Хранение газа
Словакия	49% находится в частных руках			⁵³
Чехия	97% находится в частных руках; распределение газа осуществляется несколькими компаниями ⁵⁴			
Польша	100% государственная собственность (за исключением транзита, часть которого контролируется дочерними компаниями)			
Венгрия	75% находится в частном владении			
Болгария	100% государственная собственность		3% находится в частных руках	100% государственная собственность
Румыния	35% находится в частном владении (три добывающие компании)	100% государственная собственность	40% находится в частных руках (20 компаний по сбыту)	100% государственная собственность

Источник: Международное энергетическое агентство (IEA)

⁵³ Хранение газа в Словакии осуществляется частной компанией Nafta Gbely. SPP владеет 51% акций этой компании.

⁵⁴ RWE частично или полностью владеет всеми крупными сбытовыми компаниями, а также компанией Transgas. Мелкие сбытовые компании не являются членами этой группы.

ПРИЛОЖЕНИЕ В. УЧАСТИЕ ОАО «ГАЗПРОМ» В ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМАХ СТРАН СНГ

Основные параметры газотранспортной системы стран СНГ

ОАО «Газпром» осуществляет эксплуатацию российской Единой системы газопроводов (ЕСГ) и имеет участие в газотранспортных системах ряда стран СНГ и Восточной Европы. Участие это складывается из двух составляющих. В одних случаях «Газпром» участвует в капитале газотранспортных компаний и является совладельцем газотранспортной системы, в других – имеет долгосрочные договоры с национальными газотранспортными компаниями.

Собственность на газотранспортные системы

В большей части стран газотранспортные системы принадлежат государственным компаниям со 100%-ным государственным капиталом. К таким странам относятся: Беларусь (до июля 2007 г.), Казахстан, Узбекистан, Украина, Туркменистан, Грузия, Азербайджан. В остальных странах созданы компании со смешанным капиталом.

«Газпром» обладает участием в капитале газотранспортных компаний Молдовы, Армении, Латвии, Литвы, Эстонии.

В Армении в 1997 году для управления газотранспортной системой создана ЗАО "Арм-ГазПром" со смешанным капиталом, в котором ОАО "Газпром" имел 51% акций, МГК "Итера", – 10%, и Министерство энергетики Армении – 45% акций.

В Молдове в компании «Молдоватрансгаз» ОАО «Газпром» обладает 51% акций, правительство Молдовы – 34% акций, а власти Приднестровья – 13.4%.

В Литве, в компании «Lietuvos dujos» ОАО «Газпром» имеет 34% акций, 35.7% принадлежит «Ruhrgas AG», а 24.3% – правительству Литвы.

В Латвии, в компании «Latvijas Gaze» ОАО «Газпром» владеет 20.7% акций, 20.7% принадлежат «Ruhrgas AG», 17.7% – МГК «Итера». 17.7% принадлежит компании «Прензепп Електро».

В Эстонии, в компании «Eesti Gaas» 37% принадлежит ОАО «Газпром», 32.3% – «Ruhrgas AG», 9% – МГК «Итера».

Также ОАО «Газпром» владеет 50% акций в консорциуме ООО «Международный консорциум по управлению и развитию газотранспортной системы Украины», который строит газопровод Богородичи-Ужгород, длиной 240 километров, мощностью в 19 млрд м³.

Казахстан в июле 2004 г. создал совместное предприятие ЗАО «КазРосГаз», с 50% акций, принадлежащих ОАО «Газпром», и 50% – НК «КазМунайГаз». Газотранспортная система не перешла в ведение совместного предприятия. Ведение совместной компании распространяется на сбыт газа, обеспечение транспортировки, переработку газа на газоперерабатывающих заводах, а также строительство новых газопроводов.

В Беларуси ОАО «Газпром» владел участком магистрального газопровода «Ямал-Европа», длиной в 575 км. Остальная газотранспортная система находилась в собственности ОАО «Белтрансгаз», которое в конце 2005 г перешло в 100%-ную государственную собственность. В 2007 г. правительство Беларуси предложило 50% акций компании для создания белоаруско-российской газотранспортной компании.

Также Узбекистаном рассматривается возможность продажи части акций АО «Узтрансгаз», после чего в государственной собственности должно остаться 51% акций, 5% акций – в собственности коллектива, а 44% акций распределяются между инвесторами.