



**Исследовательский центр ИПМ  
Немецкая экономическая группа**

Аналитические записки [PP/03/2009]

## **Электроэнергетический сектор Беларуси: источники финансирования для инвестиций**

Георг Захманн, Александр Заборовский

Берлин/Минск, июль 2009



**ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ЦЕНТР ИПМ**  
исследования • прогнозы • мониторинг

## **Информация об Исследовательском центре ИПМ**

---

Исследовательский центр ИПМ был создан в 1999 г. в рамках совместного проекта Института приватизации и менеджмента (Минск, Беларусь) и CASE – Центра социальных и экономических исследований (Варшава, Польша). Он является членом исследовательской сети CASE, Альянс НГО Института Уильяма Дэвидсона и Сеть институтов, занимающихся вопросами экономической политики (проект Регионального бюро ПРООН в Европе и СНГ). Основными направлениями деятельности Исследовательского центра ИПМ являются мониторинг, анализ и прогнозирование развития белорусской экономики, проведение экономических исследований и разработка на их основе рекомендаций для экономической политики, продвижение диалога по проблемам экономического развития через организацию и проведение конференций и семинаров, публикация результатов исследований белорусских и зарубежных экономистов в журнале "ЭКОБЕСТ", а также тренинг специалистов в области современных методов экономического анализа. В рамках сотрудничества с экспертами Немецкой экономической группы в Беларуси (GET Беларусь) Исследовательский центр ИПМ осуществляет независимое консультирование Национального банка, Министерства экономики, Министерства иностранных дел и других государственных и негосударственных организаций, вовлеченных в процесс формирования экономической политики в стране.

Миссия Исследовательского центра ИПМ – содействие повышению национальной конкурентоспособности через разработку рекомендаций для экономической политики на основе экономических исследований и продвижение профессионального диалога по актуальным проблемам экономического развития.

### **Исследовательский центр ИПМ**

220088 Минск, Беларусь, ул. Захарова 50 б

Тел.: +375 (17) 2 100 105

Факс: +375 (17) 2 100 105

E-Mail: [research@research.by](mailto:research@research.by)

<http://www.research.by>

## **Информация о Немецкой экономической группе в Беларуси (GET Беларусь)**

---

Главной задачей Немецкой экономической группы в Беларуси является поддержание диалога по вопросам экономической политики с белорусским правительством, структурами гражданского общества и международными организациями. Эксперты Немецкой экономической группы имеют опыт консультирования по экономическим вопросам правительств ряда трансформационных стран, в том числе Украины, России и Казахстана. Исследовательский центр ИПМ и Немецкая экономическая группа предоставляют информационно-аналитическую поддержку Национальному банку, Министерству финансов, Министерству экономики, Министерству иностранных дел и другим учреждениям, вовлеченным в процесс формирования и реализации экономической политики в стране.

### **Немецкая экономическая группа**

c/o Berlin Economics

Schillerstr. 59

D-10627 Berlin

Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0

Fax: +49 30 / 20 61 34 64 9

E-Mail: [info@get-belarus.de](mailto:info@get-belarus.de)

<http://www.get-belarus.de>

© 2008 Исследовательский центр ИПМ

© 2008 Немецкая экономическая группа

Все права защищены.

# Электроэнергетический сектор Беларуси: источники финансирования для инвестиций

## Резюме

До 2020 г. в электроэнергетику Беларуси необходимо инвестировать по разным оценкам от USD 10 млрд до USD 30 млрд. Согласно существующей стратегии ежегодно в энергетический сектор в целом (включая теплоэнергетику) направляется USD 675 млн. В данной работе показано, что планируемая структура источников финансирования инвестиций не является устойчивой, особенно в части средств, поступающих из бюджета. Поэтому особое внимание в исследовании уделяется тому, каким образом удельный вес различных финансовых источников в общем объеме инвестиций может быть увеличен или уменьшен для обеспечения устойчивости инвестиционной стратегии отрасли, направленной на модернизацию и развитие энергосистемы страны. В частности анализируются собственные источники финансирования, выделяемые государственные средства, кредиты, а также прямые иностранные инвестиции.

В соответствии с существующей стратегией в 2010 г. почти половина инвестиций должна поступить из государственного бюджета. Такое значительное увеличение ассигнований из государственного бюджета, который уже испытывает существенное давление, вряд ли возможно. Кроме того, увеличение государственных вложений в энергетический сектор, как показывает международный опыт, едва ли обеспечит необходимую эффективность.

Самофинансирование является наиболее устойчивым источником для инвестиций. Однако, существующая система тарифов на энергию в Беларуси, не позволяет в полной мере реализовать эту стратегию. Увеличение тарифов на электроэнергию является самым «прямолинейным» способом для обеспечения роста собственных финансовых ресурсов для инвестиций. Например, рост тарифа на электроэнергию на 1 цент/кВтч может дополнительно принести отрасли USD 300 млн, позволяя сократить субсидии из государственного бюджета до разумных пределов. Это можно обеспечить, не нанося вреда конкурентоспособности белорусской промышленности, путем реализации стратегии последовательного уменьшения перекрестного субсидирования. Более того, рост тарифов для некоторых групп потребителей привел бы к сокращению внутреннего потребления электроэнергии и, таким образом, снижению потребности в инвестициях до экономически приемлемого уровня.

В то время как на льготные кредиты (например, от международных доноров) можно будет рассчитывать какое-то время в качестве дополнительного источника финансирования энергетического сектора Беларуси, коммерческие кредиты будут слишком дорогими, чтобы к ним прибегать. Это связано с тем, что коммерческие кредиты белорусским государственным компаниям связаны с высокими рисками.

Участие частного сектора (в первую очередь иностранных инвесторов) в модернизации и развитии белорусского энергетического сектора – финансовый источник, роль которого определено должна быть повышена. Приток технологического, организационного и коммерческого ноу-хау увеличит доходность компании, обеспечит обмен знаниями и повышение эффективности во всем секторе. Однако, доля и механизм участия частного сектора должны быть тщательно обоснованы, чтобы получить выгоды и контролировать издержки (этот сложный вопрос обсуждается в 5 разделе). Иначе иностранные инвестиции могут стать эквивалентны дорогим коммерческим кредитам. Имплитные (скрытые) годовые процентные ставки плохо разработанных контрактов с частными инвесторами легко могут превысить 25%.

## Авторы

Георг Захманн [zachmann@berlin-economics.com](mailto:zachmann@berlin-economics.com) +49 30 / 20 61 34 64 0

Александр Заборовский [zaborovskiy@gmail.com](mailto:zaborovskiy@gmail.com) + 375 17 / 284 11 58

## Рецензент

Рикардо Джуччи [giucci@berlin-economics.com](mailto:giucci@berlin-economics.com) +49 30 / 20 61 34 64 0

## Содержание

1. Введение.....	5
2. Финансирование инвестиций из собственных средств, а также средств государственного бюджета .....	7
3. Финансирование инвестиций с помощью кредитов .....	10
4. Финансирование инвестиций через участие частного сектора .....	11
5. Составление контрактов для участия частного сектора.....	13
5.1. Ожидаемая прибыль .....	13
5.2. Разделение рисков .....	17
5.3. Сложность контрактов.....	17
5.4. Ex post обязательства (фактические обязательства) .....	18
5.5. Примеры.....	19
6. Заключение .....	21

## 1. Введение

По прогнозу, взятому за основу при разработке долгосрочной стратегии развития белорусской энергетики, ожидается, что потребление электроэнергии в Беларуси к 2020 году вырастет на 35%. Соответственно планируется рост генерации и установленных мощностей белорусской энергосистемы (см. Таблица 1). Несмотря на то, что этот прогноз может быть завышен относительно возможного реального роста потребления электроэнергии<sup>1</sup>, хорошо известно, что белорусская электроэнергетика нуждается в существенных инвестициях. Общий объем официальной инвестиционной программы на 2007 – 2010 гг. (одобренной Президентом Беларуси в 2007 году) составляет USD 2.7 млрд (см. Рисунок 1). В 2007 и 2008 годах Белэнерго смог реализовать эту инвестиционную программу практически в полном объеме. Так, в 2007 году общие инвестиции составили USD 480.3 млн (из запланированных USD 489.4 млн), а в 2008 году – USD 659.1 млн (из запланированных USD 601 млн). Большая часть денег вкладывается в модернизацию и развитие генерирующих мощностей: 54.2% всех инвестиций до 2010 года. Согласно официальным документам до 2010 года планируется существенный рост инвестиций в электроэнергетике (+145% к 2008 г.) с самым большим скачком в 2009 г. (+80% к 2008 г.)<sup>2</sup>.

**Таблица 1. Прогноз развития белорусской энергосистемы до 2020 г. (средний сценарий)**

Вопрос	Ед. изм.	Год			
		2005	2010	2015	2020
Потребление электроэнергии	млрд кВтч	35.00	39.30	42.50	47.10
Чистый импорт электроэнергии	млрд кВтч	4.04	5.10		
Генерация белорусскими электростанциями	млрд кВтч	30.96	34.20	42.50	47.10
Установленная мощность	МВт	7900	8900	9900	11000
Максимальная нагрузка	МВт	5871	7012	7814	8970

Источник: Белорусский теплоэнергетический институт (2007).

Около 26.5% средств инвестиционной программы на 2007–2010 гг. расходуются на электрическую сеть. Запланированный график циклического инвестирования – увеличение инвестиций на 28.5% в 2008 году (по сравнению с предыдущим годом) и последующее сокращение на 5% в 2009 году (в сравнении с 2008 г.) и еще одно увеличение на 24.2% в 2010 году (в сравнении с 2009 г.) – не является оптимальным.

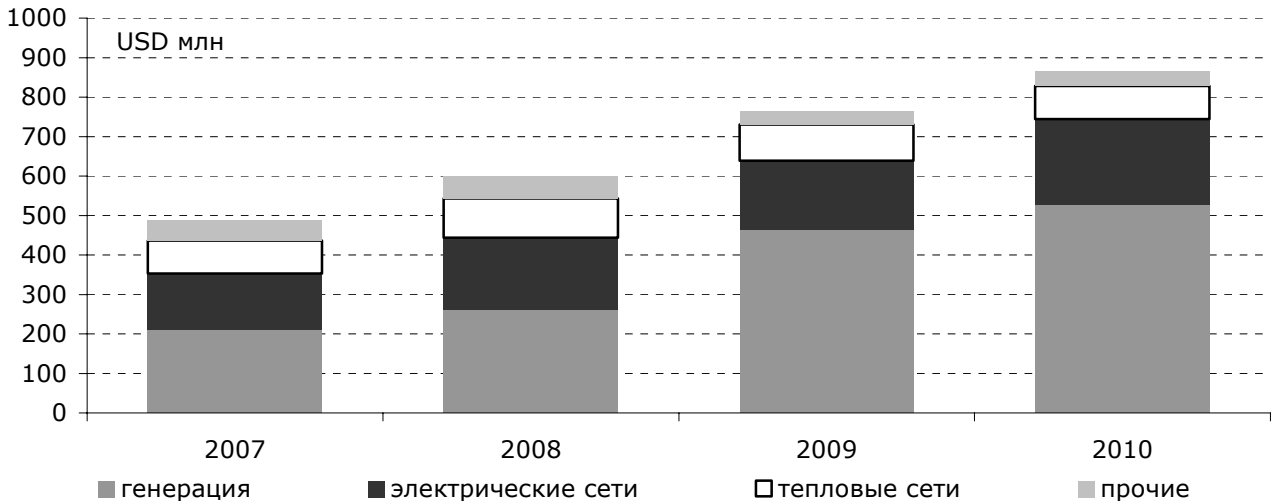
В 2007 – 2010 гг. в тепловые сети должно быть направлено 13.3% всех инвестиций. Программа предусматривает рост инвестиций на 18.3% в 2008 г. (к 2007 г.), и последующее сокращение в 2009 и 2010 гг. по 8% ежегодно (к предыдущему году). Таким образом, по плану инвестиции в тепловые сети в 2010 г. (USD 84.3 млн) в абсолютном выражении будут аналогичны инвестициям в 2007 г. (USD 83.1 млн) Учитывая сегодняшнее состояние тепловых сетей, таких инвестиций вряд ли будет достаточно для существенного повышения эффективности тепловой инфраструктуры.

При анализе направлений инвестирования, возникает очевидный вопрос, почему так много внимания уделяется модернизации генерирующих мощностей. Ответом может быть то, что капиталовложения в генерацию приведут к снижению затрат именно в той части цепочки формирования стоимости Белэнерго, которая потенциально является конкурентной (т.е., генерация), в то время как сетевая инфраструктура Белэнерго останется (регулируемой) монополией.

<sup>1</sup> Например, не учитывает снижение спроса на электроэнергию, вызванное уменьшением текущей деловой активности.

<sup>2</sup> Учитывая негативное влияние глобального финансового кризиса на белорусскую экономику, планируемый существенный рост инвестиций в 2009 г. кажется не очень реалистичным. Это значит, что запланированные в Белорусской государственной программе модернизации энергетики цели по повышению эффективности могут быть недостижимыми.

**Рисунок 1. Официальная инвестиционная программа Белэнерго на 2007–2010 гг.**

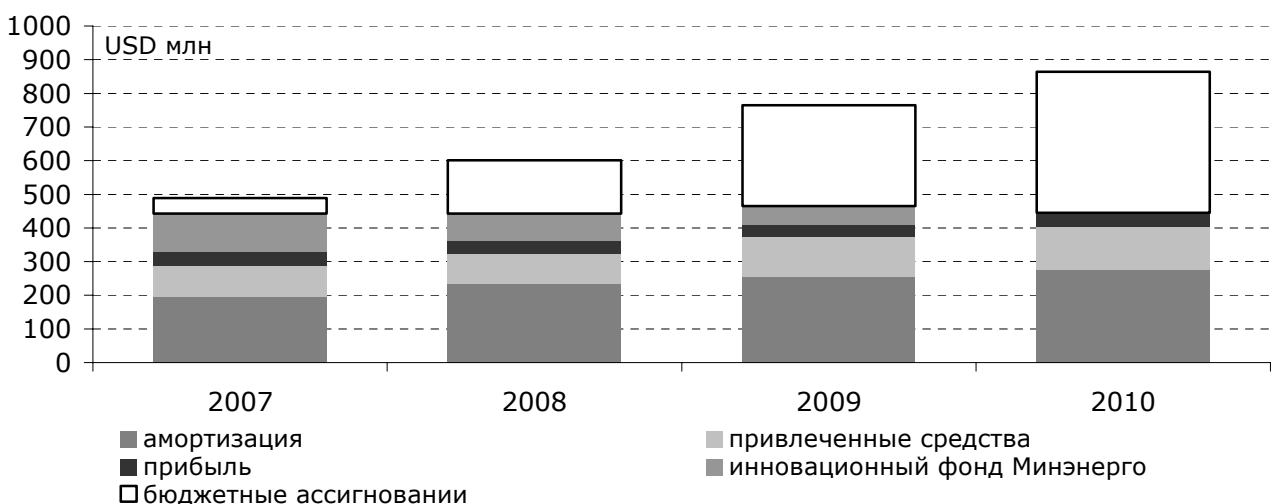


Источник: Белэнерго.

Другой вопрос касается устойчивости инвестиционной программы. В работе Захманн и др. (2008) мы рассчитали восстановительную стоимость белорусской энергосистемы на основе калькуляции стоимости текущих активов методом полного замещения. Этот грубый подсчет выявил потребность в инвестициях в размере USD 20–30 млрд к 2020 г. что соответствует USD 2 млрд в год и значительно превосходит средние USD 675 млн в год, предусмотренные официальной инвестиционной программой (которая, кстати, рассматривает не только электроэнергетическую, но и тепловую часть отрасли). И хотя первая оценка, исходя из сути метода полного замещения, является преувеличенной, официальная оценка, скорее всего, недооценивает (занижает) реальные инвестиционные потребности.

Главным источником инвестиций в электроэнергетику Беларуси являются собственные средства Белэнерго: амортизация и прибыль, а также средства инновационного фонда Минэнерго (в сумме – 48.7%). Согласно запросу Белэнерго, официальная инвестиционная программа должна финансироваться в соответствии с данными, приведенными на Рисунок 2. Доля бюджетных ассигнований в общем объеме инвестиций возрастет с 10%<sup>3</sup> в 2007 г. до почти половины от суммарных вложений в электроэнергетику (48.5%) в 2010 г.<sup>4</sup>

**Рисунок 2. Ожидаемые источники финансирования официальной инвестиционной программы Белэнерго на 2007–2010 гг.**



Источник: Белэнерго.

<sup>3</sup> Без учета капвложений из инновационного фонда Минэнерго.

<sup>4</sup> С учетом ликвидации инновационного фонда Минэнерго в 2010 году.

Желание получить государственное финансирование понятно по двум причинам: Во-первых, Белэнерго в существующем положении (вертикально-интегрированная государственная монополия) не может привлечь ни значительных средств частного сектора, ни кредитов, так как денежные поступления областных энергокомпаний всецело зависят от политических решений по вопросам тарифов на электрическую и тепловую энергию. Поскольку, текущая схема установления тарифов никогда не приведет к полному самофинансированию (см. раздел 2), Белэнерго для привлечения внешних инвестиций будет требоваться прямое бюджетное субсидирование или (и) государственные гарантии. Во-вторых, запрашивая субсидии у государства, топ менеджеры Белэнерго перекладывают часть ответственности за возможное недоинвестирование на чиновников. Учитывая, что из-за глобального экономического кризиса государственный бюджет Беларуси не является устойчивым источником финансирования, именно на кризис можно будет «списать» невыполнение официальной инвестиционной программы, в случае, если оно будет иметь место.

Доля кредитов и прямых иностранных инвестиций (ПИИ) планируется в размере 15.8%. Эти деньги в большинстве своем составят кредиты, так как правовые рамки и основа регулирования ПИИ в электроэнергетическом секторе Беларуси остаются неясными, а портфельные инвестиции являются маловероятными (из-за отсутствия привлекательного фондового рынка).

**Таблица 2. Фактические и планируемые источники финансирования инвестиционной программы Белэнерго (%)**

	2007		2008		2009	2010
	план	факт	план	факт	план	план
Собственные средства	48.7	52.0	45.0	41.9	38.0	36.6
Государственный бюджет (включая инновационный фонд Минэнерго)	32.6	31.2	40.0	40.9	46.4	48.5
Кредиты и ПИИ	18.7	16.8	15.0	17.2	15.6	14.9

*Источник:* Белстат, Белэнерго, расчеты авторов.

Инновационный фонд Минэнерго, который был главным источником инвестирования в 1990-ые годы, к 2010 году планируется ликвидировать. Фонд пополнялся вкладами региональных электроэнергетических компаний (Облэнерго) и других предприятий, контролируемых Минэнерго. Ликвидация фонда, на долю которого пришлось 23% инвестиций в электроэнергетику в 2007 г., может, лишь частично оправдать запланированный рост доли бюджетного финансирования.

Единственными надежными источниками инвестиций за весь период являются амортизация и прибыль. Но они обеспечивают лишь около 40% (35.4% и 5.7%) от запланированных инвестиций. В 2007–2010 годах доля собственных средств (прибыль и амортизация) в общем объеме инвестиций по плану уменьшится с 52% в 2007 году до 36.6% в 2010 году.

В целом, существует четыре модели финансирования инвестиций, которые могут быть скомбинированы: самофинансирование, государственное финансирование из бюджета, кредитное финансирование, привлечение средств частного сектора. Эти четыре модели, их достоинства и недостатки для белорусской электроэнергетики будут подробно рассмотрены в следующих трех разделах.

## **2. Финансирование инвестиций из собственных средств, а также средств государственного бюджета**

Самофинансирование и субсидии из государственного бюджета, как показано в предыдущем разделе, рассматриваются в качестве основных источников финансирования официальной инвестиционной программы Белэнерго в 2009–2010 годах. В соответствии с запросом Белэнерго доля бюджетных средств в общем объеме инвестиций возрастет до 48% к 2010 году. Следовательно, инвестиции в электроэнергетику в 2010 году могут составить около 1.5% от доходной части государственного бюджета. Принимая во внимание (i) обязательство Беларуси поддерживать бездефицитный государственный бюджет, (ii) снижение доходов государственного бюджета, вызванное негативным влиянием мирового экономического кризиса на экономику страны, (iii) девальвацию национальной валюты, которая увеличила стоимость импортного оборудования и энерготехнологий, выраженную в белорусских рублях, и (iv) отрицательное влияние роста инвестиционного импорта на платежный баланс страны остается весьма неопределенным насколько такая структура

финансирования инвестиций в электроэнергетике Беларуси является устойчивой в существующих условиях.

**Таблица 3. Доля бюджетных расходов на финансирование инвестиционной программы Белорусской электроэнергетики в ВВП и доходах госбюджета**

	Ед. изм.	2007	2008	2009	2010
Номинальный ВВП	BYR трлн	96	128	152	166
	USD млрд	45	60	71	78
Доходы госбюджета	BYR трлн	37	51	56	61
	USD млрд	17	24	26	29
Инвестиции в электроэнергетику из госбюджета <sup>5</sup>	USD млрд	0.05	0.16	0.30	0.42
Инвестиции в электроэнергетику из госбюджета к доходам госбюджета	процентов	0.3%	0.7%	1.1%	1.5%
Инвестиции в электроэнергетику из госбюджета к ВВП	процентов	0.1%	0.3%	0.4%	0.5%

Источники: МВФ, Белэнерго, Белстат, расчеты авторов.

Финансирование инвестиций на основе самофинансирования (чистого потока денежных средств) означает, что разница между доходом от продажи энергии и операционными затратами на производство (стоимость топлива, труда, техобслуживания и т.д.) и (или) затратами на импорт электроэнергии используется на финансирование инвестиций. Чтобы обеспечить устойчивое самофинансирование, необходимо, чтобы цены на электроэнергию были выше средних операционных затрат в течение определенного времени, так чтобы суммарная годовая маржа была больше (для расширенного воспроизводства) или равна (для простого воспроизводства) амортизации основных активов. При этом не имеет значения формируется ли эта маржа благодаря умеренным наценкам к средним затратам в течение всего времени, либо за счет значительных наценок в определенные часы (например, маржинальное ценообразование) либо используются иные схемы ценообразования. В этой связи белорусская система формирования тарифов по группам потребителей и слаборазвитой дифференциацией по времени суток и уровням номинального напряжения не является препятствием для реализации стратегии самофинансирования, при условии, что средние тарифы достаточно высоки<sup>6</sup>. В рыночно ориентированной электроэнергетике новые инвестиции обычно стимулируются маржинальными ценами, а в некоторых странах, платой за мощность<sup>7</sup>. В централизованной государственной белорусской электроэнергетике стимулировать инвестиции с помощью рыночных механизмов нет необходимости. Следовательно для обеспечения самофинансирования схема тарифообразования должна предполагать, что маржа между доходами и операционными затратами достаточна для покрытия инвестиционных расходов. Хотя чистое самофинансирование, в принципе, является устойчивой альтернативой при существующей модели организации энергетической системы, мы должны рассуждать, будет ли ожидаемый денежный поток от продажи электроэнергии по текущим ценам достаточным для обеспечения инвестиционных потребностей.

В 2008 году 29.2 млрд кВтч электроэнергии и около 30 млн ГКал тепла были проданы конечным потребителям за USD 4 млрд. Средняя цена за электроэнергию составила 9.7 центов/кВтч (в сравнении с ~12 центов/кВтч в среднем по ЕС). По данным Минэнерго, себестоимость электроэнергии в Беларуси составляет 7.43 центов/кВтч. Таким образом, валовая маржа Белэнерго составит почти в 2.3 цента за кВтч или USD 672 млн в год<sup>8</sup>. Этого

<sup>5</sup> Доходы госбюджета и номинальный ВВП конвертированы в USD по курсу, приведенному МВФ для 2008 года: 1 USD = 2133 BYR (в таблице 3 выделены курсивом). Очевидно, что при более высоком курсе USD и предположениях *ceteris paribus* соответствующие расчетные значения будут ещё больше.

<sup>6</sup> Конечно, белорусская система формирования тарифов на электроэнергию не только не обеспечивает правильных стимулов для потребителей (стимулирует избыточное потребление домашних хозяйств и недопотребление промышленных потребителей, избыточный спрос в «пиковые» периоды и недостаточное потребление в ночные периоды), но и не соответствует подходам независимых инвесторов, которые нацелены на оптимизацию инвестиционных стратегий в соответствии с ценовыми сигналами рынка.

<sup>7</sup> До сих пор в литературе идет дискуссия о комбинации мер, достаточных для обеспечения оптимальных инвестиционных стимулов с точки зрения общественного благосостояния.

<sup>8</sup> Учитывая девальвацию BYR к USD в январе 2009 г. примерно на 20%, значение тарифа, выраженное в USD, должно быть уменьшено соответственно. Принимая во внимание структуру себестоимости электроэнергии, для поддержания маржи в долларом выражении на прежнем уровне потребуется увеличение среднего тарифа на электроэнергию.



достаточно для покрытия инвестиционных затрат в размере USD 659 млн в 2008 году. Но следует принять во внимание, что тарифы на тепловую энергию не покрывают общих затрат на её производство и транспорт, так что маржа, полученная от продажи электроэнергии используется также для инвестирования тепловой инфраструктуры.

Предполагаемая себестоимость электроэнергии – 7.43 центов/кВтч, скорее всего, достаточно оптимистичный вариант, если принять во внимание низкую производительность труда в белорусской электроэнергетике, несбалансированность топливного баланса, так же как и сравнительно низкую эффективность передачи и распределения электроэнергии. Таким образом, не будет нереалистичным предположение, что средние затраты в белорусской энергетике находятся в диапазоне соответствующих европейских и даже превышают их (с учетом того, что последние включают значительные экологические затраты, наценки на возобновляемую энергию и т.д.). Более того, стоимость основного топлива, природного газа, будет расти, согласно подписанному в 2007 г. соглашению с Россией. Следовательно, валовая маржа Белэнерго в случае несвоевременного пересмотра тарифов или установления их на уровне, который не отражает реальных затрат, может быть отрицательной (по некоторым оценкам затраты на выработку и распределение 1 кВтч в регионе составляют 10.3 цента). С другой стороны, увеличение в апреле и сентябре 2008 г. тарифов на электроэнергию (13% и 25% повышение соответственно), по всей видимости, сохранится и в 2009 году, что увеличит валовую маржу Белэнерго. Учитывая низкую информационную прозрачность отрасли и процесса принятия решений о пересмотре тарифов, фактически, невозможно сделать вывод об устойчивости стратегии на основе самофинансирования, а также способности Белэнерго обеспечить заданную долю инвестиций на основе собственных источников.

Один факт, однако, бесспорен: если будет ставиться задача заменить планируемое бюджетное финансирование инвестиций в электроэнергетическом секторе в 2009 году (USD 281 млн) на самофинансирование, то средний тариф на электроэнергию следует увеличить на 0.9 центов/кВтч (допуская объем проданной электроэнергии в размере 30 млрд кВтч). В 2010 году, чтобы заменить планируемое бюджетное финансирование в размере USD 372 млн, нужно соответственно повысить цены (по отношению к 2008 г.) на 1.2 цента/кВтч.

Однако, есть серьезные сомнения, что даже умеренные объемы самофинансирования, предусмотренные в инвестиционной программе (между USD 240 млн и USD 320 млн) могут быть достигнуты при существующем уровне тарифов<sup>9</sup>. Это весьма прискорбно, поскольку финансирование инвестиций из собственных средств имеет пять серьезных преимуществ: во-первых, оно не предполагает перекалывание обязательств по платежам на последующие поколения. Во-вторых, это дешево, по сравнению с дополнительными займами (Белэнерго или государства) или с переводом будущих прибылей иностранным компаниям. В-третьих, самофинансирование подразумевает жесткие бюджетные ограничения для Белэнерго и, таким образом, обеспечивает стимулы для снижения расходов, и для вложения капитала в фонды, которые быстро окупаются. В-четвертых, стремление к более высокой доле самофинансирования подразумевает сокращение (перекрестного) субсидирования, что в свою очередь увеличит общественное благосостояние. И в-пятых, более высокая доля самофинансирования инвестиций – явный сигнал потенциальным партнерам/инвесторам, что существующая модель бизнеса здорова. В результате, это приводит к снижению рискованной премии (включается в прибыль на вложенный капитал) и/или более высоким доходам от приватизации, в случае вовлечения в отрасль частного сектора.

Мы признаем, что на данном этапе чистое самофинансирование Белэнерго неосуществимо и может привести к инвестиционной ловушке, когда более высокие тарифы, необходимые для финансирования инвестиций, приведут к более низкому спросу (и/или неплатежам) и, таким образом, к более высоким затратам из-за сокращения загрузки производственных мощностей. Таким образом, развитие отрасли без привлечения внешнего финансирования не представляется устойчивым.

---

<sup>9</sup> Принимая во внимание, что Беларусь импортирует почти все электроэнергетическое оборудование, стратегия самофинансирования приведет к существенной нагрузке на текущий счет платежного баланса страны. Это очень чувствительный вопрос для Беларуси особенно сейчас (2009 г.), во время существенного дефицита текущего счета.

### 3. Финансирование инвестиций с помощью кредитов

Третьим возможным источником финансирования инвестиций в инфраструктуру являются кредиты. Как показано в Таблица 4, количество привлеченных Белэнерго кредитов гораздо ниже инвестиционных нужд. В 2007 – 2008 гг. иностранные кредиты стали доминировать в общем объеме кредитов, т.к. в течение этого (докризисного) периода они стали дешевле отечественных.

**Таблица 4. Структура инвестиционных кредитов Белэнерго**

	2006		2007		2008	
	USD млн	%	USD млн	%	USD млн	%
Отечественные кредиты	21.5	79.6	20.7	25.6	37.5	33.0
Иностранные кредиты	5.5	20.4	60.1	74.4	76.2	67.0
Всего	27.7	100.0	80.8	100.0	113.7	100.0

Источник: Белстат, расчеты авторов.

Для целей нашего анализа можно выделить три типа инвестиционных кредитов: (1) коммерческие кредиты, (2) связанные кредиты, выдаваемые экспортерами оборудования или организациями по содействию экспорту и (3) кредиты международных финансовых институтов.

В большинстве европейских энергосистем финансирование инвестиций с помощью **коммерческих кредитов** достаточно распространено. В целом, прибыльный энергетический сектор может полностью положиться на самофинансирование. Тем не менее, частные энергетические компании в большинстве своем предпочитают иметь определенную долю внешнего финансирования, поскольку заимствование обеспечивает эффект финансового рычага, увеличивающий прибыли акционеров. Компания RWE, например, имеет затраты на привлечение капитала в размере около 9%, в то время как доходность капитала составляет 16%<sup>10</sup>. Таким образом, увеличение доли заимствований, увеличит ожидаемую прибыль акционеров. Однако эффект финансового рычага возникает только когда отдача от проекта существенно превышает процентные ставки по кредитам. В случае провала проекта, эффект финансового рычага действует в обратном направлении.

В Беларуси иностранные коммерческие кредиты играли определенную роль в 2007–2008 гг. благодаря более выгодным условиям заимствования в сравнении с теми, которые могли предоставить отечественные банки. В условиях глобального экономического кризиса ситуация меняется из-за дефицита ликвидности в мировой финансовой системе и переоценки рисков иностранными банками. Таким образом, несмотря на то, что Белэнерго может взять кредит под государственные гарантии, коммерческие банки могут включать значительную рисковую премию при заключении кредитного соглашения<sup>11</sup>. В результате, если гарантии правительства могут вести к квазифискальному дефициту, то отсутствие государственных гарантий может вызвать слишком большие процентные ставки по коммерческим кредитам, которые сделают такие кредиты экономически нецелесообразными.

В отличие от коммерческих кредитов, **связанные кредиты, выдаваемые экспортерами оборудования или организациями по содействию экспорту**, как правило, имеют процентные ставки значительно ниже рыночных и более длительные сроки возврата. Следовательно, такие кредиты являются более привлекательными с экономической точки зрения, чем коммерческие кредиты. Беларусь планирует несколько повысить роль этого источника инвестирования. В настоящее время финансирование Минской ТЭЦ-2 и модернизация Минской ТЭЦ-5 осуществляется Китайской корпорацией заграничного сотрудни-

<sup>10</sup> Доходность инвестированного капитала холдинга RWE в 2008 году составила 17.2% (16.5% в 2007). Для RWE Power, континентального филиала RWE, этот показатель составил 24.2% (19.6%), в то время как для компании nPower (филиала RWE в Великобритании) он составлял 10.1% (11.3%).

<sup>11</sup> Хороший пример – ситуация с Латвэнерго: «27 апреля 2009 г. агентство «Moody's» понизило долгосрочный рейтинг Латвэнерго [с Baa1] до Baa3 негативный в связи со снижением долгосрочного рейтинга латвийского правительства до Baa3 негативный». Объяснения последовали следующие: несмотря на то, что в соответствии с законодательством «государство не несет ответственности за обязательства компании» Moody's предполагало высокую вероятность государственной поддержки Латвэнерго в случае дефолта по корпоративным обязательствам из-за «стратегической важности отрасли».

чества, которая выиграла соответствующие тендеры. Для этих целей были открыты две кредитные линии:

- EUR 52 млн для модернизации ТЭЦ-2 (заключительная стадия – 2010 г.);
- EUR 260 млн для модернизации ТЭЦ-5 (заключительная стадия строительства – июль 2011 г.). Этот кредит является связанным и покрывает затраты на китайское оборудование и инжиниринговые услуги.

По заявлению белорусских официальных лиц, строительство Бел-АЭС (проект Белорусской атомной электростанции) будет осуществляться Росатомом. После подписания соглашения между правительствами Беларуси и России, может быть открыта долгосрочная кредитная линия (вероятно, на льготных условиях), связанная с этим проектом. Предполагается, что такой вариант является самым вероятным способом финансирования капиталоемкого проекта строительства атомной электростанции.

Для модернизации и развития энергетики рассматриваются и варианты внешнего заимствования у **международных финансовых организаций**. В мае 2009 года Беларусь надеялась привлечь кредит для модернизации энергетической системы в размере USD 125 млн у Всемирного банка, а также кредит на развитие в размере USD 200 млн. Нужно отметить, что особенностью всех описанных кредитных проектов является наличие льготных процентных ставок и что все они (будут) заключены только при условии активного участия государства. Таким образом, эти кредиты не отражают в полной мере рыночные процентные ставки для инвестиций в энергетический сектор Беларуси, которые могут включать существенные наценки из-за странового риска, риска обменного курса и деловых рисков. Вместе с тем, следует учитывать, что льготные кредиты – это все-таки не подарок, их придется возвращать с процентами, хоть и пониженными в сравнении с рыночными.

Так как Белэнерго – это государственная компания все три типа инвестиционных кредитов будут предполагать непосредственные или опосредованные (как в примере с Латвэнерго) государственные гарантии. Внешние заимствования электроэнергетики также увеличивают совокупный внешний долг страны. Льготные и связанные кредиты – это форма сравнительно дешевого государственного субсидирования, которая не всегда создает стимулы (приводит) к повышению эффективности, а коммерческие кредиты, хотя и создают сильные стимулы к росту эффективности, вряд ли будут выгодными при сложившейся на сегодняшний день структуре сектора из-за высоких процентных ставок и финансовых рисков

#### **4. Финансирование инвестиций через участие частного сектора**

Приток частных инвестиций в электроэнергетику имел место практически во всех странах Центральной и Восточной Европы с переходной экономикой (рис. 3). В то время как некоторые проводили полномасштабную приватизацию с иностранными инвесторами, покупающими контрольные пакеты акций генерирующих и распределительных компаний (Болгария), другие – допускали независимых производителей энергии только в генерацию, где они функционировали в достаточно «недружелюбной» окружающей среде (Латвия). В европейских странах с переходной экономикой прямые иностранные инвестиции осуществлялись международными организациями (например, EBRD), портфельными инвесторами (например, Deutsche Bank), инфраструктурными фондами (например, Macquarie European Infrastructure Fund), и транснациональными электроэнергетическими компаниями (например, RWE). Транснациональные электроэнергетические компании, доминирующие на своих национальных рынках, составляли самую высокую долю в прямых иностранных инвестициях в энергетический сектор стран с переходной экономикой Центральной и Восточной Европы. Например, распределительные компании Чехии, Словакии, Венгрии, Румынии, Болгарии и других стран были проданы немецким (RWE, E.on), французским (EdF) и итальянским (ENEL) транснациональным энергокомпаниям. В отличие от вышеупомянутых стран, прямые иностранные инвестиции в белорусскую электроэнергетику были мизерными (см. Таблица ).

**Таблица 5. Иностранные инвестиции в белорусскую электроэнергетику (USD млн)**

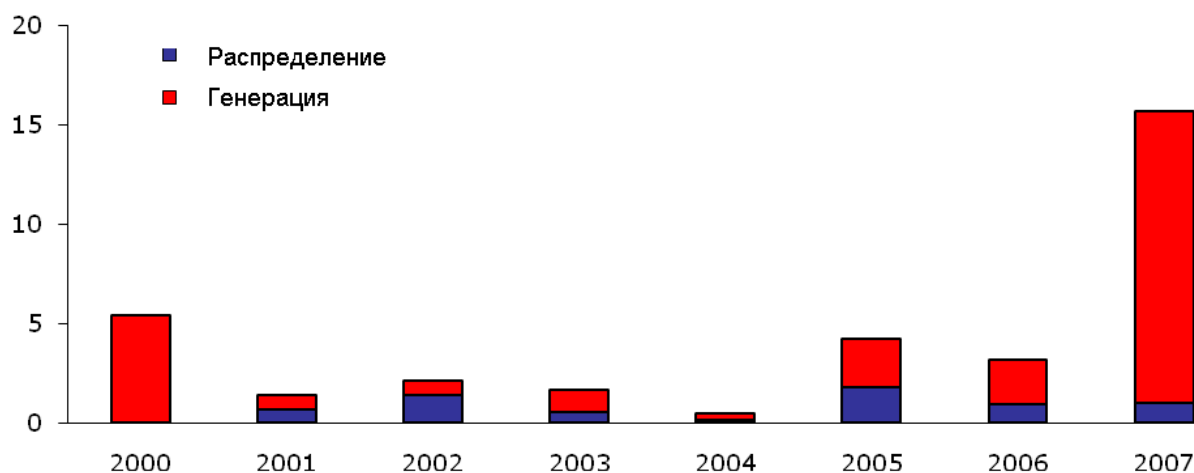
	2006	2007	2008
Прямые иностранные инвестиции	0.0	0.011	0.024
Портфельные иностранные инвестиции	0.0	0.0	0.0
Иностранные кредиты	102.7	257.9	241.5

Источник: Белстат.

Такая ситуация не может считаться удовлетворительной, поскольку ПИИ, несмотря на сложность их привлечения (см. раздел 5), имеют значительные преимущества по сравнению с кредитами, государственным финансированием и самофинансированием. Во-первых, иностранные инвесторы принесут новые деньги в белорусский энергетический сектор. Это снизит нагрузку на государственный бюджет и высвободит средства Белэнерго, которые можно будет направить на дополнительные инвестиции. Приток долгосрочного капитала от частных инвесторов в инфраструктурный сектор также важен и с точки зрения макроэкономических перспектив.

Во-вторых, инвесторы не только приносят необходимые деньги, но и предлагают свой коммерческий, организационный и технический опыт. Кроме прямого воздействия на компанию, в которую инвестируются средства, это также создает позитивные внешние эффекты. Полученный опыт может также использоваться в других компаниях через обмен знаниями. Компания – получатель инвестиций могла бы служить эталоном для своих конкурентов, мотивируя их к повышению эффективности.

И, в-третьих, крупные иностранные инвесторы за счет экономии от масштаба могут производить те же услуги существенно дешевле (и/или лучшего качества). Если это не совсем относится непосредственно к электроэнергии, то сопутствующие товары и/или услуги (такие как программное обеспечение, системы планирования) могут централизованно предоставляться материнской компанией всем дочерним компаниям.

**Рисунок 3. Частные инвестиции в электроэнергетический сектор стран с низким и средним доходом в Европе и Центральной Азии (USD млрд)**

Источники: Всемирный Банк, База данных PPI Project.

Вместе с тем, наряду с достоинствами, следует упомянуть и сложности, связанные с привлечением ПИИ: Во-первых, определенные договоры с иностранными инвесторами предполагают квазифискальный дефицит государства. Если, например, инвестор договорился с государственной энергокомпанией, что она выступает единым покупателем электроэнергии от новой электростанции на определенных условиях в течение определенного времени, то такой контракт рассматривается как форма заимствования. В связи с имеющимся рисками, имплицитные (внутренние) процентные ставки такого контракта могут быть значительными (см. раздел 5.5). С точки зрения государства, еще одним недостатком вовлечения частного сектора может стать потеря контроля. Если это не оговорено в контракте, решения, выгодные с точки зрения общего благосостояния, но вредящие инвестору (например, остановка выработки электроэнергии в периоды низкого спроса) не могут быть осуществлены простым решением диспетчера (оператора). Это приводит к третьей проблеме ПИИ в энергетическом секторе – необходимости составления сложных контрактов.

Особенно много типов контрактов для вовлечения частного сектора в инфраструктурных отраслях. Если некоторые формы включают только управление, другие предполагают временную или даже полную передачу собственности. Это широкое разнообразие типов договоров объясняется желанием сторон уменьшить транзакционные издержки, создать подходящие стимулы и избежать оппортунистического поведения в течение длительного времени. Таким образом, выбор подходящего контракта для данного проекта сопряжен с соответствующими сложными юридическими вопросами. В Беларуси, отсутствие правовой основы для участия частного сектора и недостаточность подобного рода сделок приводит к существенной юридической неопределенности. Детальное рассмотрение вопроса о том, какой тип контракта подходит в каком случае, лежит за пределами данной работы. Поэтому, мы фокусируемся на экономических аспектах, которые должны быть предусмотрены в соответствующих контрактах с частными инвесторами. Разделение рисков, ожидаемые прибыли и т.д. рассматриваются в следующем разделе.

## **5. Составление контрактов для участия частного сектора**

Чтобы понять коммерческую составляющую ПИИ в энергетический сектор, нужно определить, что движет потенциальными инвесторами, а именно западноевропейскими компаниями<sup>12</sup>. Они будут основывать свои решения исключительно на коммерческих интересах, которые относятся к ожидаемым прибылям и рискам, связанным с проектами. Чтобы увеличить вероятность привлечения ПИИ, Беларусь может улучшить перспективы получения прибыли, или/и сократить риски инвесторов. В то время как первое всегда слишком дорого, сокращение рисков не обязательно ставит белорусскую сторону в невыгодное положение. Это связано с тем, что риск инвестора может сократиться не только путем перемещения риска от инвестора к белорусской стороне (например, Беларусь гарантирует определенный коэффициент нагрузки электростанции). Он также может быть сокращен путем исключения возможности оппортунистического поведения после подписания контракта. Трудность состоит в том, каким образом гарантировать инвестору предсказуемость политики в долгосрочном периоде. Три экономические составляющие контракта – ожидаемая прибыль, разделение рисков и *ex post* обязательства (фактические обязательства) – рассматриваются в следующих подразделах. Общим показателем, о котором не следует забывать, является отсутствие неверных стимулов для любой стороны, вызывающих неэффективность в ущерб общественному благосостоянию.

### **5.1. Ожидаемая прибыль**

Во время переговоров, страна, пытающаяся привлечь инвестиции, будет стремиться достичь самой низкой нормы прибыли, в то время как инвесторы будут заинтересованы в самой высокой. При этом следует учитывать, что у инвесторов и страны будут различные понимания «нормы прибыли» данного контракта. Это происходит в связи с тем, что информация договаривающихся сторон асимметрична, и они по-разному оценивают «результаты» реализации проекта:

- Если инвестор имеет больше информации о прибыли, которую он может получить, и о бизнес стратегии, которой он будет придерживаться после инвестирования, то страна имеет лучшую информацию относительно состояния активов отрасли и дальнейшего развития правовой базы и экономического регулирования.
- Норма доходности капиталовложений должна учитывать все денежные потоки, связанные с контрактом на протяжении всего периода его действия плюс дополнительные затраты/сбережения, связанные с контрактом (например, льготное налогообложение других инвестиций частного партнера, или снижение госрасходов на субсидирование данной деятельности).
- И наконец, выбор времени получения прибыли добавляет определенную сложность. Фактически, инвестор предпочтет получить прибыль как можно скорее, в то время

---

<sup>12</sup>Большинство инвестиций в центральные и восточные европейские страны с переходной экономикой были осуществлены ограниченным кругом западноевропейских инвесторов, а также инвестиционными фондами, специализирующимися на инфраструктурных активах, и некоторыми американскими энергокомпаниями (см. PwC 2008).

как страна заинтересована предоставить ему эту возможность позднее. Однако не ясно, чьи предпочтения сильнее.

Ассиметричная информация усложнит переговоры, так как обе стороны будут стремиться к достижению «граничной» цены друг друга (т.е. цены ниже которой продавец не согласен продавать товар, и выше которой покупатель не согласен покупать). Таким образом, инвестор (который обычно имеет более жесткие бюджетные ограничения) будет пытаться избежать завышения цен путем существенного снижения официально прогнозируемой прибыли (особенно если она кажется слишком оптимистичной). Предполагая полную рациональность, прозрачность переговоров может в этом случае даже увеличить готовность инвестора платить<sup>13</sup>.

Особую сложность представляют сделки по приватизации государственной собственности, где определение справедливой цены существующего имущества является важной частью привлечения частного инвестора. В случае полной информации, цены будут располагаться между «граничной» ценой продавца и максимальной ценой, которую покупатель захочет платить. Из теории аукционов (auction theory) следует, что способ продажи может оказать существенное влияние на цену, а значит и доход продавцов. Для таких сложных сделок, как приватизация, практически можно применить четыре модели:

- продажа путем предложения акций,
- закрытый или ограниченный тендер (продажа по частному соглашению),
- продажа на публичных торгах,
- аренда (лизинг) активов.

Первый метод требует развитой правовой базы функционирования акционерных обществ, особенно четкого определения механизма контроля менеджмента. Если, например, существует правило «золотой акции», то сложно ожидать значительных частных инвестиций в энергетические активы (по разумным ценам)<sup>14</sup>. Это объясняется тем, что только изменения в управлении, осуществляемые инвестором, могут сделать компанию достаточно прибыльной, чтобы компенсировать риски от покупки активов белорусской электроэнергетики<sup>15</sup>.

Закрытые и ограниченные тендеры часто непрозрачны. Более того, предварительный отбор кандидатов, так же как и выбор критерия для принятия окончательного решения, весьма субъективны. Без эффективного контроля, это может привести к коррупции и махинациям (например, договор будет заключен с компанией, которая предложит самые льготные тарифы на электроэнергию для определенных потребителей, даже если общее предложение неконкурентоспособно).

Продажа на публичных торгах может быть наиболее удобным путем, чтобы продать инвестору (часть) большие государственные компании, по нескольким причинам: Во-первых, конечный критерий публичный и равный для всех претендентов. Во-вторых, результаты публичных торгов прозрачны. И, в-третьих, выработка критериев требует от продавца сделать комплексную оценку затраты/выгоды для соответствующего проекта. Это будет особенно важным для приватизации белорусских государственных компаний, так как они

---

<sup>13</sup> Однако могут быть причины и для ограниченной рациональности. Например, отдел компании, готовящий инвестиционные решения, может «проталкивать» сделку, так как она увеличивает значимость этого отдела. Таким образом, инвестор может охотно согласиться со слишком оптимистичными цифрами, предоставленными целевой страной.

<sup>14</sup> Согласно Стратегии развития фондового рынка на 2008-2011, торговля акциями компаний, в которых государство имеет миноритарный пакет акций, начнется только в 2011 году. Для 150 стратегических компаний (включая энергетические компании), торговля акциями будет полностью запрещена.

<sup>15</sup> Из рекомендаций Всемирного банка по программе приватизации: «Публичное предложение акций требует такой полной открытости значимой финансовой и деловой информации, касающейся имущества и долгов предприятия, ее истории доходности, деловых операций и будущих перспектив, которая только возможна. Раскрытие информации должно быть в форме документа-предложения или проспекта, содержащего описание новых акций и сроков их размещения. Документы-предложения подготавливаются менеджерами предприятия и одобряются советом директоров. Затем они регистрируются руководством рынков капитала и являются публичными документами, открытыми для проверок».

часто обеспечивают общественные блага, которые являются социально-значимыми и субсидируются государством. Практическим подходом лиц, принимающих решения, должно быть стремление сохранить за компанией обязательства по предоставлению «общественных услуг», только если это не приведет к снижению цены продажи большему, чем стоимость этих услуг, оказываемая третьей стороной<sup>16</sup>.

При любом типе сделки продавец захочет знать «истинную» стоимость имущества, предназначенного на продажу, чтобы выстроить будущую стратегию переговоров. Но этой «истинной» стоимости не существует, так как стоимость имущества очень субъективное понятие. Это связано с тем, что государство получает выгоды (например, «общественные услуги»), отличные от выгод, получаемых частным собственником (главным образом будущие дивиденды и повышение стоимости активов). Ценность для государства, таким образом, зависит от политических приоритетов и альтернатив, что делает очень трудным, если не невозможным, её определить. Для частных собственников стоимость может быть определена как на основе восстановительной стоимости, так и с помощью дисконтирования будущих денежных потоков. Метод восстановительной стоимости, однако, не обеспечивает реалистичные результаты для энергетического рынка, который характеризуется олигополистическими структурами, большими необратимыми затратами (sunk cost) и сильной зависимостью от регулирования, в результате чего даже одинаковые вновь созданные предприятия могут иметь совершенно различные денежные потоки. Применение метода дисконтирования денежных потоков к не реструктуризированному сектору, также вызывает ряд трудностей, так как простое экстраполирование текущих денежных потоков может существенно преуменьшить потенциальную эффективную прибыль от нового управления. Чтобы продемонстрировать этот эффект, мы посчитали дисконтированные денежные потоки Белэнерго для четырех различных сценариев (см. Таблицу 6).

**Таблица 6. Дисконтированный денежный поток Белэнерго для различных сценариев**

	Высокий тариф/ Низкий спрос	Низкий тариф/ Низкий спрос	Средний тариф/ Высокий спрос	Низкий тариф/ Высокий спрос
Эффективность ( <i>постоянная</i> )	45%	45%	45%	45%
Прогнозируемая нагрузка	Постоянная	Постоянная	БелТЭИ	БелТЭИ
Ежегодное увеличение тарифа	15%	10%	10%	10%
Ставка дисконтирования	15%	15%	15%	15%
Цена природного газа в USD/1000 м <sup>3</sup>	158.67	200.00	158.67	200.00
Тариф на электроэнергию в USD/МВтч	103.4	75.0	103.4	75.0
Нетопливные затраты	50%	50%	50%	50%
Ежегодный рост цены на газ	10%	10%	10%	10%
<b>Дисконтированный денежный поток (USD млн)</b>	<b>59.790</b>	<b>5.380</b>	<b>24.861</b>	<b>5.042</b>

Вышеприведенные расчеты предполагают сохранение вертикально-интегрированной монополии. Таким образом, денежный поток генерируется как производством, так и передачей/распределением электроэнергии<sup>17</sup>. Следовательно, при расчете денежного потока используется средний розничный тариф на электроэнергию<sup>18</sup>. В сценарии низкого тарифа, он принимается в размере USD 75 за МВтч. Этот тариф взят из отчета Белэнерго за 2007 г. В сценарии с высоким тарифом, он принимается в размере USD 103 за МВтч, то есть на

<sup>16</sup> Ясно то, что странам нужно избежать нечестности и лоббирования, обесценивания и увода активов, которое было характерно для приватизации в России и имело существенные и долгосрочные политические последствия (Pollitt 2008).

<sup>17</sup> Это предположение было необходимо, так как данные о структуре розничного тарифа не являются доступными. Чтобы посчитать стоимость каждого отдельного бизнеса (генерация, передача, распределение и сбыт) можно использовать соответствующие тарифы эталонных стран, которые провели реструктуризацию отрасли.

<sup>18</sup> В целях упрощения здесь рассматривается только бизнес, связанный с производством и продажей электроэнергии, хотя следует учитывать, что общий денежный поток Белэнерго формируется также за счет продажи тепловой энергии (правда, тариф на тепло установлен на уровне, не покрывающем затраты, что приводит к отрицательному значению чистого денежного потока по данному виду бизнеса).

уровне, полностью покрывающем затраты при цене газа 158.67 USD/1000 м<sup>3</sup>. В сценарии высокого тарифа сделано допущение, что его ежегодный рост составит 15%, что соответствует среднему ежегодному темпу роста тарифа для промышленных потребителей за последние 5 лет (с 6.02 цента/кВтч в 2005 до 12.08 центов/кВтч в 2009). В трех других сценариях принят более умеренный рост (10% в год). Изменение тарифа невозможно спрогнозировать сколь-нибудь точно, так как оно вызвано не рыночными силами, а административными решениями. Поэтому остается неясно, приведет ли лоббирование менеджеров Белэнерго к более высоким тарифам и их быстрому росту или регулирование (например, политическое ограничение на рост тарифов) замедлит их увеличение.

Продажи электроэнергии Белэнерго предполагалась либо неизменной (т.е., рост ВВП происходит за счет повышения энергоэффективности), либо изменяются согласно прогнозам Белорусского теплоэнергетического института (БелТЭИ, см. Таблица 1).

Первоначальная цена на природный газ предполагалась в размере USD 159 за 1000 м<sup>3</sup> (т.е. текущая цена) по сценарию высокой маржи (высокий тариф, низкая цена топлива). В сценарии низкой маржи (низкий тариф, высокая цена топлива) она составляла USD 200 за 1000 м<sup>3</sup>, т.е. цена, которую платит Украина. Предполагалось, что цена на газ будет расти в среднем на 10% в год для всех сценариев.

Ставки дисконтирования были приняты в размере 15%, что отражает среднюю цену обеспечения государственных ценных бумаг для стран с кредитным рейтингом В (например, Украина).

Трудовые, операционные и вспомогательные издержки, арендная плата, а также затраты на восстановление, обслуживание и расширение сетей включены в 50% наценку к топливным затратам. Так как реальные нетопливные затраты не приводятся в открытых данных Белэнерго, они приняты равными 50%, как среднее значение для западноевропейских вертикально интегрированных энергетических компаний (например, RWE<sup>19</sup>).

Полученные результаты (см. табл. 6) выглядят достаточно оптимистично, поскольку высока вероятность недооценки нетопливных затрат Белэнерго, а также не принимается в расчет убыточный тепловой бизнес. Более того, не учтены все налоговые платежи, так как налогообложение в Беларуси достаточно сложное и субъективное, что делает налоговый вопрос важным при обсуждении договоров приватизации. В дополнение, вышеупомянутый анализ предполагает, что текущие активы Белэнерго находятся в хорошем состоянии. Дополнительные инвестиции необходимые для приведения имущества в надлежащее состояние, нужно вычесть из дисконтированного денежного потока.

Согласно таблице 6 вероятный дисконтированный денежный поток (ДДП) Белэнерго варьируется от USD 5 до 60 млрд. Полученный результат весьма чувствителен к достаточно неопределенному в будущем «спак спрэду» (spark spread)<sup>20</sup>. Разница между ДДП сценариев с «высокой маржей» и «низкой маржей» существенна и зависит от разницы между начальными ценами на электроэнергию и природный газ, а также предполагаемого роста цен на электроэнергию. Это показывает, что прогнозирование реального тарифа является очень важным для анализа доходов Белэнерго. Если процентные ставки (в сценарии с низким спросом, рост процентных ставок на 1% приведет к снижению ДДП на 8%) являются еще одним существенным фактором; то величина спроса на электроэнергию не так важна. Это связано с нашим предположением о том, что увеличение спроса создаст более высокий оборот, но и потребует дополнительного инвестирования.

Если инвестор исходит из тарифа на электроэнергию равного USD 75 за МВтч и низкого «спак спрэда» (случай «низкой маржи»), он заплатит за активы Белэнерго не более чем USD 5.4 млрд. Если же ему будет позволено повысить тариф до USD 103.4 за МВтч после приобретения собственности, он получит непредвиденную прибыль в размере USD 16 млрд (или в 3 раза выше уплаченной стоимости). Таким образом, чтобы дать возможность

---

<sup>19</sup> RWE заявляет в своем ежегодном докладе, что в 2008 году «затраты на энергию, сырье и материалы» составили 28.660 млн. евро, и 14.090 млн. евро - остальные затраты.

<sup>20</sup> Спак спред (spark spread) определяется как цена 1 МВтч электроэнергии, за вычетом стоимости газа, необходимого для производства 1 МВтч электроэнергии (=цена единицы газа умноженная на количество газа, необходимого для производства 1 МВтч электроэнергии).



продавцу ограничить возможную ренту покупателя, необходимо переходить к экономически обоснованным ценам (увеличить цены) до приватизации<sup>21</sup>.

### 5.2. Разделение рисков

Инвестирование в производство электроэнергии предполагает широкий и разнообразный набор рисков, включающий (IEA/NEA, 2005):

- общеэкономические факторы, затрагивающие спрос на электроэнергию и наличие труда и капитала,
- макроэкономические риски, такие как инфляционные и валютные риски,
- факторы, находящиеся под контролем должностных лиц, например риск изменения законодательства (экономический и неэкономический) и политический риск, с последующим влиянием на затраты, финансовые условия и доходы. Примером таких рисков служат стоимость дополнительной эмиссии CO<sub>2</sub>,
- ценовые и стоимостные риски на рынке электроэнергии,
- риски цены топлива и, в меньшей степени, наличия топлива,
- финансовые риски, возникающие в процессе инвестирования. Они могут быть несколько смягчены структурой капитала компании,
- факторы, находящиеся под контролем компании, такие как размер и количество инвестиционных программ, выбор и разнообразие производственных технологий, управление затратами в течение строительства и деятельности. Эти риски различны в зависимости от технологии производства электроэнергии. Поэтому, ставки дисконтирования должны принимать во внимание риски, связанные с использованием специфических технологий, и неопределенность инвестирования в различные виды генерирующих мощностей.

Согласно экономической теории, риск должна нести та сторона, которая может смягчить его с самыми низкими затратами. Следовательно, политические риски и риски изменения законодательства должно снижать государство, в то время как технический риск – компания. Трудность белорусской ситуации заключается в том, что определенные риски, которые обычно несут компании, в Беларуси связаны с государством. Например, в отсутствие электроэнергетического рынка, цены на электроэнергию устанавливаются государством и соответствующий риск, таким образом, должно нести государство. Это относится и к коэффициентам нагрузки, ценам на топливо и до некоторой степени затратам на рабочую силу.

Соответствующие механизмы уменьшения риска могут заключать в себе государственные гарантии:

- гарантия коэффициента нагрузки,
- ценовая гарантия,
- гарантия прибыли.

Единственный риск, который должна нести компания, и который должен отражаться в рискованной премии, является риск нарушения контракта, как по причине финансовой несостоятельности государства, так и по политическим мотивам.

### 5.3. Сложность контрактов

Инфраструктурные проекты, связанные с ПИИ, часто требуют заключения сложных контрактов. Эта сложность возникает в связи с тем, что инфраструктурные проекты разрабатываются на очень длительный период, из-за чего обе стороны оказываются подвержены многим, часто быстро изменяющимся, внешним воздействиям. Вместе с тем, создание «сложных контрактов», учитывающих все возможности, нереально. Следовательно, для

---

<sup>21</sup> При этом следует учитывать, что слишком высокие начальные тарифы создадут подозрения среди инвесторов касательно политической устойчивости таких тарифов.

того чтобы уладить возможные споры, переговоры должны проходить при участии беспристрастных арбитров.

Сложность также вызвана необходимостью создания механизмов по выравниванию стимулов двух сторон. В этом смысле, определенные типы проектов будут более сложными, требуя более высоких операционных издержек, чем другие. Проект, реализуемый «с чистого листа», например, более прост для применения, чем проект, предусматривающий модернизацию уже существующей инфраструктуры. Стоимость сложности не должна быть недооценена. Таким образом, более рентабельным может оказаться заключение менее прибыльного, но более простого контракта. Международный опыт показывает, что контракты, предусматривающие полную передачу собственности инвестору, как правило, требуют наибольших инвестиций со стороны инвестора.

Ещё одним способом привлечь иностранные инвестиции в нереструктурированные компании является пре-приватизация. Эта схема предполагает, что международные финансовые институты (МФИ; напр. KfW или EBRD) покупают у правительства миноритарный пакет акций компании, которая затем будет приватизирована. В соответствии с договоренностью между МФИ и правительством компания проходит процесс реструктуризации. Если реструктуризация оказывается успешной, МФИ и государство продают свои пакеты акций стратегическому частному инвестору, либо правительство выкупает у МФИ пакет акций обратно. Достоинства и недостатки этого механизма обсуждаются в работе Киршнера и Джуччи (2009).

#### 5.4. *Ex post* обязательства (фактические обязательства)

Ещё одной важной особенностью частных инвестиций в электроэнергетический сектор является их чувствительность к так называемым «ситуациям-препятствиям». «Ситуация-препятствие» – это ситуация, в которой инвестор сделал существенные инвестиции в проект, окупаемость которого зависит от поведения страны, принимающей инвестиции, после того, как капложения уже сделаны. *Ex post* (фактическое) оппортунистическое поведение страны может включать национализацию имущества, «выуживание» прибыли путем повышения налогов или перезаключения контрактов (например, поставки газа через Украину, которые служат объектом перманентных переговоров)<sup>22</sup>. Инвесторы осознают возможность такого оппортунистического поведения правительства после осуществления ПИИ. В качестве компенсации они требуют повышения рискованной премии и сокращают готовность инвестировать капитал. Поэтому, даже если страна не намеревается вести себя оппортунистически, обе стороны оказываются в затруднительном положении. Для преодоления этой проблемы были разработаны различные инструменты, при помощи которых страна берет на себя обязательства не вести себя оппортунистически (и в связи с этим снижается рискованная премия и увеличивается готовность инвесторов вкладывать капитал):

- **Сигнализирование:** хорошим способом поручительства от оппортунистического поведения является принятие принимающей страной необратимых решений, в результате которых ей будет очень дорого вести себя оппортунистически. Примером может быть осуществление специальных связанных инвестиций (например, подземные хранилища газа).
- **Независимые регуляторы:** наличие независимого регулятора – сильный сигнал для инвесторов, так как исследования показали, что наличие независимых регуляторов сокращает вероятность перезаключения контракта<sup>23</sup>. Этот эффект частично возникает из-за возможности перенести ответственность за непопулярные, но необхо-

---

<sup>22</sup> ПИИ в энергопредприятия Аргентины пострадали из-за политических изменений, приведших к отмене рыночных контрактов, устанавливающих цены на коммунальные услуги. Ссылаясь на риск возможного аналогичного политического поведения, некоторые крупные иностранные инвесторы предпочли уменьшить свои вложения в энергосектор развивающихся стран, особенно стран Латинской Америки.

<sup>23</sup> Гуаш и др. (2003) определил, что вероятность пересмотра концессионных договоров, в том числе в энергетическом секторе, была наименьшей, если при их заключении присутствовал независимый регулятор. Учитывая тот факт, что рост вероятности пересмотра контракта увеличивает рискованность инвестиций, можно сказать, что наличие независимого регулятора проводящего устойчивую политику улучшит инвестиционный климат.

димые решения, касающиеся увеличения тарифов с политиков на регуляторов<sup>24</sup>. Следовательно, страны, создавшие независимые регулирующие органы, как правило, привлекают существенно больше ПИИ<sup>25</sup>.

- **Гарантии:** возможным путем поручительства от оппортунистического поведения являются гарантии. Соответствующие условия (например, гарантия арендной платы, права собственности и т.д.) обычно устанавливаются в контрактах. Чтобы сделать эти условия эффективными должно быть установлено соответствующее наказание за их нарушение<sup>26</sup>.
- **Реструктуризация:** реструктуризация отрасли является сильным (но и дорогим) сигналом страны инвестору. Если страна реструктурирует свой энергетический сектор, значит она придерживается определенных правил (например, снижение политического вмешательства в разработку планов и программ, усиление роли рынка), таким образом, страхуя потенциальных инвесторов.
- **Решение законодательных проблем:** создавая ясные правила и приглашая эффективных арбитров, страна может уменьшить законодательную неопределенность, что выгодно как для инвестора, так и для самой страны<sup>27</sup>. Уверенность инвесторов может быть существенно увеличена путем установления общего законодательства вместо волевых решений.
- **Устойчивая норма прибыли:** Реальное определение цены – это важный сигнал. Если прибыль инвестора оказывается чрезмерно большой, может возникнуть сильное политическое давление по перезаключению контракта. Если же в контракте зафиксированы высокие тарифы, то, например, во время спада стране будет сложно выполнить свои обязательства<sup>28</sup>.

### 5.5. Примеры

В этом разделе представлен стилизованный пример инвестиционного проекта, взятый в каталоге Белэнерго, предназначенном для инвесторов: строительство нового 450 МВт парогазового конденсационного энергоблока (см. табл. 7). В таблице 7 рассчитан тариф на электроэнергию, который будет ожидать иностранный инвестор.

Страновой риск – это риск, связанный с невыполнением обязательств государства. Он важен для инвестиционных проектов в белорусский энергетический сектор, так как государство, владеющее Белэнерго, будет партнером частного инвестора. Чтобы количественно определить этот риск мы предположили, что страновой риск будет равен разности между доходностью государственных облигаций. Так как Беларусь не торгует облигациями, но зато имеет оценку Fitch (B), можно определить страновой риск как разницу между це-

---

<sup>24</sup> Инфраструктурные отрасли, из-за своей природы, социальных и политических предпочтений являются объектом общественного вмешательства. Такое вмешательство добавляет рискованности частным инвестициям в инфраструктуру. (ЮНКТАД 2008)

<sup>25</sup> См. Zhang и др. (2008).

<sup>26</sup> Привлечение инвестиций требует права неприкосновенности имущества, закрепленное юридически и применяемое на практике. Правительства также могут снизить неопределенность и взять на себя обязанность устанавливать тарифы электроэнергетическим компаниям на уровне, покрывающем их долгосрочные предельные затраты. Контракты на закупку энергии у независимых производителей могут повысить степень уверенности инвесторов, но потенциально могут привести к фиксации высоких цен (это произошло в Северной Ирландии: модель одного покупателя с долгосрочными контрактами на закупку энергии привела к удачной приватизации, см. Pollitt, 1997). Bergara и др. (1997) утверждают, что надлежащее регулирование и конкурентная оптовая торговля могут способствовать приходу инвестиций из частного сектора. Cubbin и Stern (2005) на примере развивающихся стран обнаружили, что лучшее регулирование повышает приток инвестиции в электроэнергетику на 15–25%.

<sup>27</sup> Krishnaswamy и Stuggins (2003) создали дорожную карту для приватизации. Она включает упорядочивание трудовых соглашений, соглашений на поставку топлива и ход подготовки к процессу приватизации.

<sup>28</sup> Многие иностранные инвесторы, участвующие в инфраструктурных проектах, отмечают, что контракты, в которых заложены завышенные (нереальные) цены на коммунальные услуги, принятые в результате политических решений, имеют большой риск быть невыполненными и перезаключенными, когда правительство меняется. (WB 2003, p.19)

ной на облигации с оценкой B и оценкой AAA. Так как доходность по облигациям непостоянна (в 2009 году между 8% и 15% для Украины 03/13 REGS), мы приняли страновой риск в размере 10% (т.е., 12.5% для облигаций с оценкой B минус 2.5% для облигаций с оценкой AAA).

Валютный риск возникает из-за того, что денежные потоки определяются в BYR, а доходы инвестора – в твердой валюте (USD или EUR). Валютный риск приблизительно может быть равен разнице инфляционных ожиданий в Беларуси и Еврозоне. Принимая процент инфляции равным 7% в Беларуси и 2% в Еврозоне, валютный риск будет равен 5%.

Чрезвычайный деловой риск, который инвестор принимает во внимание оценивая инвестиционный проект, является разницей между деловым риском, возникающим в этом проекте, и общим риском (т.е., риск, присущий данному возврату вложенного капитала). Мы считаем, что в Беларуси этой разницы не существует, таким образом, чрезвычайный деловой риск равен нулю.

Более того, мы допустили отсутствие чрезвычайного политического риска (например, риск национализации). Таким образом, согласно Таблица 7 независимый производитель будет требовать установления гарантированной цены на электроэнергию в размере USD 150 за МВтч, чтобы инвестировать в предложенный 450 МВт парогазовый конденсационный энергоблок. Это существенно больше, чем сейчас платят конечные потребители за поставки электроэнергии, включающие расходы на передачу и распределение.

**Таблица 7. Строительство нового парогазового конденсационного энергоблока установленной мощностью 450 МВт (объект из каталога Белэнерго)**

Показатель	Источник	Значение	Ед. имз.
Норма возврата на инвестированный капитал	RWE и E.ONs ROCE в 2007 г.	15%	%
Премия за страновой риск	Разница в процентных ставках по облигациям B (BY,UKR) и AAA (D)	5%	%
Премия за валютный риск	Инфляционные ожидания Беларуси минус инфляционные ожидания Германии (2%)	5%	%
Инвестиции	Допущение Белэнерго	490	Млн USD
Ожидаемая годовая прибыль	Расчеты на основе вышеизложенных допущений	<b>122.5</b>	<b>Млн USD</b>
Годовая продажа энергии	Допущение Белэнерго	2.252.000	МВтч
Эффективность	Допущение Белэнерго	41%	%
Цена природного газа	Цена природного газа в 2009 г.	159	USD/1000 м <sup>3</sup>
Нетопливные затраты	Допущение на основе данных RWE	50	%
Ожидаемый тариф на электроэнергию	Расчеты на основе вышеизложенных допущений	<b>149.46</b>	<b>USD/МВтч</b>

Следует отметить, что существует сравнительно небольшое число иностранных компаний способных инвестировать значительные ресурсы в генерирующие активы в Беларуси. В большинстве стран Центральной Европы инвестиционные проекты в энергетике были реализованы крупными транснациональными энергокомпаниями, имеющими огромный опыт и ресурсы. Но эти компании (EdF, E.on, RWE, Enel, Vattenfall, Electrabel и др.) при инвестировании в генерирующие мощности (в т.ч. и в «green-field» проекты) ожидают оптовых цен на выработанную электроэнергию, которые значительно превосходят тарифы на электроэнергию в Беларуси. Следовательно, для привлечения иностранных инвесторов, должен быть создан механизм гарантирования требуемой нормы доходности на вложенные ПИИ. В принципе, возможны две основные стратегии: Белэнерго выступает как единственный покупатель электроэнергии от независимых производителей энергии по повышенным тарифам (которые, устраивают инвестора, и механизм расчета которых оговорен в контракте), либо будет создан полноценный оптовый рынок электроэнергии, где оптовая цена будет определяться на основе спроса и предложения под действием рыночных сил.

Ещё одним проектом, предложенным Белэнерго для потенциальных инвесторов, является сооружение воздушной линии электропередачи 110 кВ Валевици – Червень. Это предложение вряд ли привлечет коммерческих инвесторов, так как сейчас в Беларуси нет схем, обеспечивающих окупаемость частных инвестиций в сетевые активы. Таким образом, необходимые средства для модернизации и развития электрической сети белорусской энер-

госистемы могут быть получены либо из собственных средств Белэнерго, либо из государственного бюджета, либо различных форм инвестиционных кредитов.

Как показывают данные примеры, частные инвестиции потребуют существенной реструктуризации сектора, либо связаны с использованием достаточно сложных контрактных схем, требующих соответствующего опыта и квалификации принимающей стороны.

## **6. Заключение**

В работе проведен сравнительный анализ различных моделей финансирования инвестиций в белорусский электроэнергетический сектор. Текущая стратегия финансирования растущих инвестиционных потребностей электроэнергетики состоит в увеличении доли бюджетного финансирования. Однако это не решает проблемы долгосрочного недофинансирования белорусской энергетики и в существующих условиях не является устойчивым источником средств для модернизации и развития энергетики. Внутренние и иностранные коммерческие кредиты также окажут отрицательное влияние на долгосрочную рентабельность отрасли либо потребуют адекватного роста тарифов. Приводятся доводы в пользу того, что увеличение тарифов на электроэнергию улучшит ситуацию с доходами Белэнерго и, таким образом, позволит нарастить долю самофинансирования инвестиций. Вторым важным источником модернизации и развития белорусской энергетики должны стать прямые иностранные инвестиции. Такие меры позволят избежать резкого увеличения государственных дотаций.

В работе показано, что проекты с участием частных инвесторов с учетом сопутствующих страновых рисков требуют контрактных цен на электроэнергию, которые значительно превосходят существующие в Беларуси тарифы. Следовательно, для привлечения иностранных инвестиций в отрасль должен быть создан механизм гарантирования требуемой нормы доходности на вложенные ПИИ. В принципе, возможны две основные стратегии: Белэнерго выступает как единственный покупатель электроэнергии от независимых производителей энергии по повышенным тарифам (которые, устраивают инвестора, и механизм расчета которых оговорен в контракте), либо будет создан полноценный оптовый рынок электроэнергии, где оптовая цена будет определяться на основе спроса и предложения под действием рыночных сил. Частные инвестиции потребуют существенной реструктуризации сектора, либо связаны с использованием достаточно сложных контрактных схем, требующих соответствующего опыта и квалификации принимающей стороны.

## **Литература**

Bergara, M, Henisz, W.J. and Spiller, P.T. (1997). Political Institutions and Electric Utility Investment: a Cross-nation Analysis. *Working Paper*, University of California Energy Institute.

CASE (2008). *The economic aspects of the energy sector in CIS countries*. Centre for Social and Economic Research (CASE).

CMCG (2003). Foreign direct investment in emerging market countries. *Report of the Working Group of the Capital Markets Consultative Group*, September 2003.

Cubbin, J., Stern, J., (2006). The Impact of Regulatory Governance and Privatization on Electricity Industry Generation Capacity in Developing Economies. *World Bank Economic Review*, Oxford University Press, 20(1), p. 115–141.

Energy Charter (2007). *Investment in Belarus*. Brussels.

Guasch, J.L., Hahn, R.W., (1999). The Costs and Benefits of Regulation: Implications for Developing Countries. *The World Bank Research Observer*, 14 (1), p. 137–158.

Jenkins, G.P. (1985). Public utility finance and economic waste, in: *The Canadian Journal of Economics*, 18(3), p. 484–498.

Joskow P.L. (2007). Lessons learned from electricity market liberalization. *mimeo*.

Khatib, H., (2003). *Economic evaluation of projects in the electricity supply industry*.

Krishnaswamy, V., Stuggins, G., (2003). *Private Sector Participation in the Power Sector in Europe and Central Asia*.

- PwC (2008). *Power Deals 2008 Annual Review – Mergers and acquisitions activity within the global electricity and gas market*. PricewaterhouseCoopers.
- Pollitt, M.G. (1997). The Impact of Liberalization on the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey. *The Journal of Energy Literature*, 3(2), p. 3–31.
- Sinn H.-W., Weichenrieder, A. (1997). Foreign direct investment, political resentment and the privatization process in Eastern Europe. *Economic Policy*, 12(24), p. 177–210.
- Sioshansi F. P., Pfaffenberger W. (2006). *Electricity Market Reform – An International Perspective*. Elsevier Science 1 edition.
- Sioshansi F. P. (2008). *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*. Elsevier Science 1 edition.
- Tochitskaya, I. (2007). Quasi-Fiscal Activity in the Energy Sector in Belarus. *GET Policy Paper* 08/07.
- World Bank (2006). *Centralized Purchasing Arrangements: International Practices and Lessons Learned on Variations to the Single Buyer Model*.
- Yu, W., Pollitt, M. (2009). Does Liberalisation cause more electricity blackouts? Evidence from a global study of newspaper reports. *Cambridge Working Paper in Economics* 0911.
- Zachmann, G., Zaborovskiy, A. (2008). The case for tariff differentiation in the Belarusian electricity sector. *GET Policy Paper* 04/08.
- Zhang, Y-F., Parker, D., Kirkpatrick, C. (2008). Electricity sector reform in developing countries: an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation. *Journal of Regulatory Economics*, Springer, vol. 33(2), p. 159–178.