

НЕМЕЦКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ГРУППА В БЕЛАРУСИ

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
ИНСТИТУТА ПРИВАТИЗАЦИИ И МЕНЕДЖМЕНТА

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
Минск, 2 ноября 2005 г.

ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ: ПУТИ РАЗВИТИЯ

Минск
2006

Под редакцией
кандидата экономических наук Е. Ю. Раковой
кандидата экономических наук И. Э. Точицкой

Рецензент:
И. В. Пелипась, кандидат экономических наук

Международная конференция “Энергетика Беларуси: пути развития” состоялась 2 ноября 2005 г. по адресу: г. Минск, ул. Я. Купалы, 25.

В работе конференции приняли участие белорусские и зарубежные ученые, представители органов государственного управления.

Организаторы конференции:

- Немецкая экономическая группа в Беларуси
- Исследовательский центр Института приватизации и менеджмента

Спонсор издания:
Фонд Конрада Аденауэра

Материалы международной конференции “Энергетика Беларуси: пути развития” содержат анализ возможностей использования в Беларуси собственных топливно-энергетических ресурсов, перспектив атомной энергетики и механизмов стимулирования энергосбережения.

Адресуется научным работникам и широкому кругу читателей, занимающихся данной проблемой.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Предисловие от редакторов</i>	<i>5</i>
--	----------

Секция I. Возобновляемые источники энергии

<i>1. Возобновляемые источники энергии: прошлое, настоящее и будущее (проф., д-р фон Крамон С., Лакемейер Э., Университет Геттингена, к. э. н. Ракова Е. Ю., Исследовательский центр ИПМ)</i>	<i>8</i>
<i>2. Ориентирь для политики в области развития возобновляемых источников энергии в Беларуси (проф., д-р фон Крамон С., Лакемейер Э., Университет Геттингена)</i>	<i>27</i>
<i>3. Возобновляемые источники энергии Беларуси: прогноз, состояние, механизмы реализации (д. т. н. Ермашкевич В. Н., Румянцева Ю. Н., Пилецкий К. В., Институт экономики НАН Беларуси)</i>	<i>37</i>
<i>4. К вопросу использования ветроэнергетических ресурсов Беларуси (к. т. н. Лавреньев Н. А., Международная академия экологии, к. т. н. Жуков Д. Д., БНТУ)</i>	<i>61</i>

Секция II. Атомная энергетика

<i>5. Ядерная энергетика в Беларуси (д. т. н. Якушев А. П., Объединенный институт энергетических и ядерных исследований, пос. Сосны, НАН Беларуси)</i>	<i>72</i>
<i>6. Экономические аспекты развития ядерной энергетики в Беларуси (проф. фон Хиршхаузен К., Румянцева И., Университет Дрездена)</i>	<i>85</i>

Секция III. Энергоэффективность

<i>7. Повышение энергоэффективности белорусской экономики: план экономических мероприятий (д-р Павел Ф., к. э. н. Точицкая И. Э., Исследовательский центр ИПМ)</i>	<i>123</i>
--	------------

8. Технологические и экономические аспекты энергосберегающих технологий в промышленных котельных (к. т. н. Козлов А. И., к. т. н. Герасимова А. Г., БНТУ)	139
10. Энергетические эквиваленты	145

Предисловие от редакторов

Представленные в этой книге работы основаны на презентациях, сделанных на конференции "Энергетика в Беларуси: пути развития", которая была проведена 2 ноября 2005 г. в Минске Немецкой экономической группой в Беларуси и Исследовательским центром ИПМ. Возникшая во время выступлений дискуссия, а также сравнительно небольшое количество публикаций по вопросам развития энергетики в Беларуси навели нас на мысль о необходимости издания на английском и русском языках сборника докладов конференции.

Идея организации конференции в виде трех основных тематических блоков (возобновляемые источники энергии, атомная энергетика, повышение энергоэффективности) связана с высокой степенью зависимости Беларуси от импорта энергоресурсов, в особенности газа из России. Концепция энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь включает мероприятия по увеличению доли энергии отечественного производства с 16,7 в 2003 г. до 25% в 2020 г. Поэтому на конференции рассматривалась роль возобновляемой и атомной энергии в уменьшении зависимости Беларуси от импортируемых энергоресурсов, а также изучались возможности повышения эффективности белорусской энергетики. Последовавший газовый конфликт между Россией и Украиной подчеркнул особую важность и актуальность этих тем.

Конечно, работы, включенные в этот сборник, не могут ответить на все вопросы, связанные с проблемой энергетики. Тем не менее, здесь собраны факты и информация, которая не была ранее широко доступна в Беларуси; они обозначают определенный круг тем для дальнейшего исследования и анализа.

Очевидный вывод, который может быть сделан, в особенности из работ третьей секции этого издания, заключается в том, что вопрос увеличения энергетической эффективности должен быть составной частью любой долгосрочной концепции устойчивого энергетического развития Беларуси. Производство одной единицы ВВП, рассчитанной по паритету покупательской способности, в Беларуси требует в 2–3 раза больше энергии, чем в странах Организации экономического сотрудничества и развития (OSCE). Снижение энергоемкости белорусской экономики приведет к уменьшению потребности в импорте энергоресурсов и одновременно к сокращению энергозатрат и загрязнения экологии, вызываемой потреблением энергоресурсов (например, выбросов углекислого газа). Как видно из работ, представленных в первой секции, использование возобновляемых источников энергии может привести к выигрышу как в форме увеличения энергетической безопасности, так и в виде сокращения загрязнения окружающей среды. Проблемным аспектом использования возобновляемых ресурсов является их более высокая стоимость по сравнению с традиционными ресурсами, основанными на ископаемых источниках энергии. Однако, по мере того как ископаемое топливо становится более дорогостоя-

щим, а технологический прогресс и экономия на масштабе позволяют снизить издержки по производству возобновляемых источников энергии, их использование становится экономически оправданным.

Вопросительный знак в отношении атомной энергетики, напротив, очень велик. Расчеты, представленные во второй части книги, иллюстрируют противоположные заключения. Фон Хиршхаузен и Румянцева приводят убедительные доказательства, основанные не только на расчете затрат, но и изучении международного опыта последних десятилетий, против инвестирования в атомную энергетику. Атомная энергия окажется дороже, чем традиционные альтернативы, и ее вклад в национальную энергетическую безопасность будет очень мал, поскольку Россия все равно останется основным поставщиком как технологий, так и топлива для Беларуси.

Кроме этих общих заключений в ходе презентаций и дискуссий сразу же были обозначены три темы для будущих исследований.

- Во-первых, озвучена потребность в точных энергетических прогнозах, основанных на реалистичной экономической модели использования энергии и потребности в ней. Большинство дискуссий по вопросам энергетической политики в Беларуси основано на оценках будущей потребности в энергии, которые трудно увязать с опытом других стран с переходной экономикой и других регионов. Эти прогнозы часто игнорируют тот факт, что цены на энергоресурсы в Беларуси намного ниже мировых, и они должны вырасти в средне- или долгосрочном периоде, что окажет значительное воздействие на спрос.
- Во-вторых, актуальность экологических вопросов также нуждается в более тщательном рассмотрении. Конкурентоспособность источника энергии зависит в большей степени от того, ценятся ли на рынке и в какой мере его специфические преимущества, а также от издержек, связанных с загрязнением окружающей среды. Дальнейшее развитие Киотского протокола в качестве института, влияющего на рынки экологических товаров и антитоваров (например, сертификаты на выбросы и цены на CO₂), а в некоторых случаях и создающего их, станет важным аспектом энергетической политики в Беларуси.
- В-третьих, дискуссии на конференции и работы в этом сборнике заставляют задуматься о том, кто будет оплачивать грядущие изменения на энергетическом рынке Беларуси. В Государственной комплексной программе модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы проведена большая работа по оценке физических резервов и потенциалов добычи и генерирования ресурсов, а также оглашены инвестиционные требования. Намного меньше сказано о том, кто на самом деле сможет оплатить счет за эти инвестиции и как создать стимулы, которые привлекут бы требуемых инвесторов. С этим связан вопрос, кто будет платить за энергию, которая должна стать более дорогостоящей в будущем для Беларуси. Хотя это и не популярная мера, увеличение цен на энергоносители

ли необходимо для стимулирования более эффективного использования энергии, а также оно послужит начальным шагом на пути улучшения стимулов инвестирования в энергосектор.

Мы надеемся, что работы, представленные в сборнике, приведут к исследованиям и дебатам на эти важные темы, значительная часть которых представляет интерес не только в Беларуси, но и на мировом уровне. Немецкая экономическая группа в Беларуси и Исследовательский центр ИПМ в Минске готовы сотрудничать с заинтересованными партнерами в поиске путей успешного развития энергетики Беларуси.

СЕКЦИЯ I. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Возобновляемые источники энергии: прошлое, настоящее, будущее

*проф., д-р фон Крамон С., Лакемейер Э., Университет Геттингена,
к. э. н. Ракова Е., Исследовательский центр ИПМ*

1. Введение

Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) имеет такую же длительную историю, как и существование самого человечества. Однако с недавних пор интерес к ВИЭ сильно возрос. С экологической точки зрения развитие ВИЭ рассматривается как способ снижения использования традиционных видов топлива и связанных с ним выбросами парниковых газов и других вредных веществ. В некоторых странах рост использования ВИЭ рассматривается в качестве решения стратегической задачи — сокращения зависимости от импортируемых топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). С экономической точки зрения ВИЭ можно рассматривать как средство стимулирования экономической активности в сельском хозяйстве и создания дополнительной занятости, а также усиления надежности обеспечения отдаленных сельских районов энергией.

Однако, несмотря на очевидные преимущества, ВИЭ в большинстве случаев являются более дорогими по сравнению с традиционными источниками энергии. Кроме того, их развитие и использование зависят от различных форм прямого и косвенного субсидирования, что ведет к искажениям на рынках товаров и ресурсов и, соответственно, неэффективному использованию ограниченных экономических ресурсов.

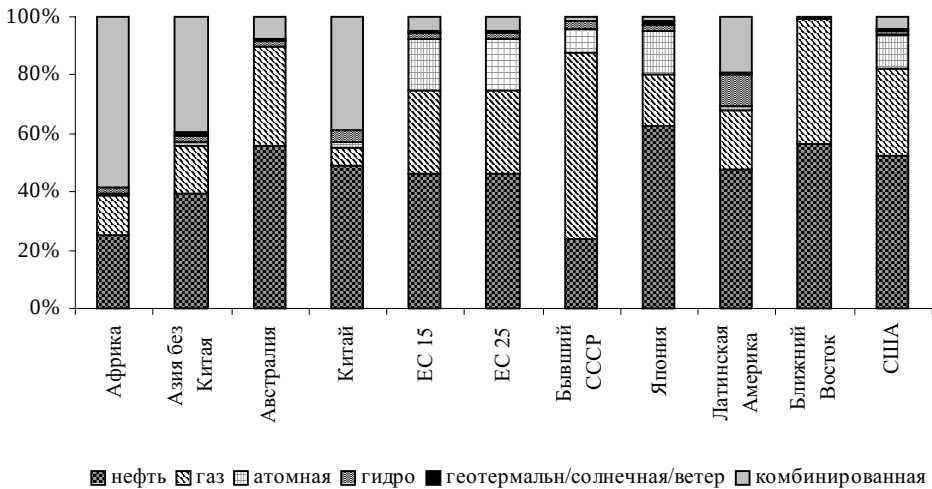
Для того чтобы избежать какой-либо путаницы при обсуждении вопросов государственной политики в области ВИЭ, необходимо, чтобы дискуссия основывалась на ясных и применяемых во всем мире определениях и концепциях. Поэтому данная работа содержит общую информацию о ВИЭ, включая ключевые определения и концепции, а также опыт Европейского Союза в области развития ВИЭ, и имеет следующую структуру: Во втором разделе рассмотрено использование ВИЭ в мире, их основные виды, потенциальные выгоды и ограничения использования. В третьем разделе описаны различные критерии, применяемые для оценки энергетических ресурсов, и в первую очередь при использовании ВИЭ. Четвертый раздел содержит краткий обзор опыта Европейского Союза в области политики поддержки развития ВИЭ. В пятом разделе представлены основные выводы.

2. Возобновляемая энергия

2.1. Масштабы использования ВИЭ в мире

Хотя ВИЭ известны и применяются в течение тысяч лет, общая концепция по использованию возобновляемой энергии представлена лишь в 1970-х гг. как часть программы по выходу за пределы использования ископаемого топлива и ядерной энергии. Согласно наиболее распространенному подходу, возобновляемая энергия — это энергия, производимая с помощью ресурса, который быстро восполняется (возобновляется) в результате естественного или природного непрекращающегося процесса. Согласно данному подходу, такие энергетические ресурсы, как торф, другие ископаемые виды топлива и ядерная энергия, не являются ВИЭ.¹

Рис. 1. Доля возобновляемой энергии в энергопотреблении по регионам (2003)



Источник: IEA (2004a, 2004b).

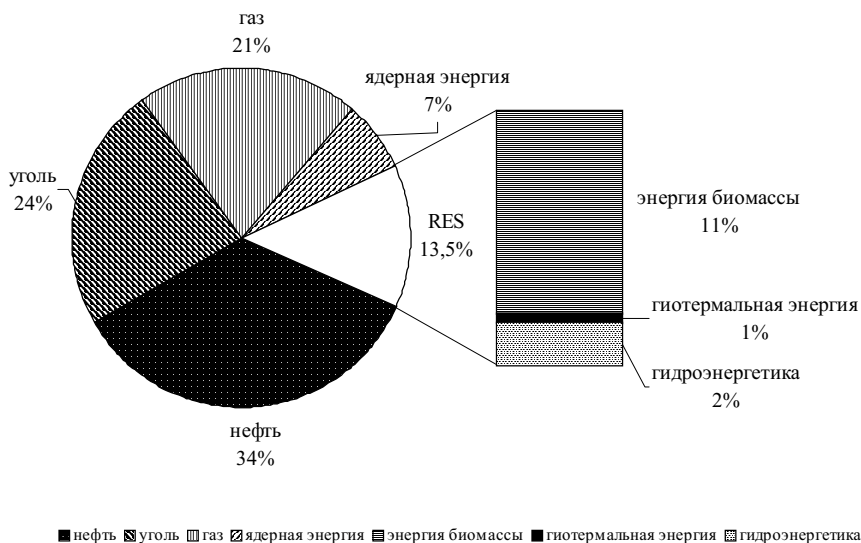
Роль и использование ВИЭ сильно различаются по регионам и странам (рис. 1). Использование ВИЭ зависит от спроса страны на энергию, собственных ископаемых топливных ресурсов и возможности импортировать топливо. Также оказывает влияние климат, географическое положение страны и наличие источников для производства возобновляемой энергии. Согласно данным Международного энергетического агентства (IEA), в 2002 г. удельный вес ВИЭ в мировом потреблении энергии составил 13.4% (страны ОЭСР — 5.7%, страны, не входящие в ОЭСР, — 21.9%) (рис 2).

Наибольший объем использования ВИЭ в валовом потреблении энергии был в Азии (33%). В ЕС-15 удельный вес ВИЭ составлял примерно 5.7%, а в странах

¹ Строго говоря, есть основания относить такие ресурсы к возобновляемым. Однако геологический процесс и время, необходимое для восполнения, например, запасов торфа или ископаемого топлива, делают их в реальной жизни невозобновляемыми.

Латинской Америки — 28.4%. Иногда эта очевидная отрицательная связь между долей используемых страной ВИЭ, с одной стороны, и ее экономическим развитием — с другой, интерпретируется в том смысле, что высокая доля использования ВИЭ является признаком “отсталости” или “недоразвитости” страны.

Рис. 2. Мировое потребление энергии (2002)



Источник: IEA (2004a).

Первоначально динамика экономического развития, действительно, идет от “примитивных” технологий, которые часто подразумевают использование ВИЭ (например, сжигание дров населением для приготовления пищи и отопления в развивающихся странах), к росту зависимости от ископаемых топливных ресурсов в результате индустриализации. Однако, поскольку с течением времени ископаемые ресурсы становятся все более редкими и дорогими, есть все основания полагать, что последующее развитие высокоразвитых стран будет вести “назад” — к высокотехнологичному использованию ВИЭ.

2.2. Основные виды ВИЭ

Источники возобновляемой энергии очень разнообразны. Ниже перечислены и кратко охарактеризованы наиболее важные из них (более подробная информация о преимуществах и ограничениях использования отдельных видов ВИЭ приведена в табл. 1 Приложения).

Биомасса. Биомасса включает в себя древесину, продукты деревообработки и древесные отходы; сельскохозяйственные остатки и отходы, например навоз; специально выращиваемые высокоурожайные агрокультуры и органические компоненты промышленных и твердых бытовых отходов. Для получения энер-

гии биомассу можно сжигать или использовать для производства биогаза или жидкого биотоплива с помощью различных технологических процессов (например, с помощью брожения). Они, в свою очередь, могут быть преобразованы в электро- и теплоэнергию (например, через сгорание или создание топливных элементов (fuel cells)) или использоваться в качестве топлива для автотранспортных нужд. Наиболее типичными видами биотоплива являются этанол и биодизель.

Этанол (этиловый спирт) — это алкоголь, аналогичный содержащемуся в пиве или вине. Он производится путем интенсивного брожения любого вида биомассы, содержащей углеводы (крахмал, сахар или целлюлоза), аналогично процессу приготовления пива. С начала 1990-х гг. этанол в основном используется как добавка к автомобильному топливу для сокращения выбросов автотранспортными средствами угарного газа и других, вызывающих смог, эмиссий. Мировым лидером в продвижении идей использования этанола является Бразилия, которая производит его на мощностях национальной сахарной промышленности. Добавление этанола в бензин также сокращает токсичные выбросы, производимые бензином, однако приводит к так называемым “испаряющимся выбросам” в атмосферу. Для сокращения этих выбросов бензин, до смешения с этанолом, нуждается в дополнительной очистке. При сжигании этанола производится углекислый, или парниковый, газ. Однако выращивание биомассы (сахарного тростника), необходимой для производства этанола, одновременно уменьшает количество углекислого газа в атмосфере, поскольку растения во время роста используют углекислый газ и производят кислород.

Биодизельное топливо производится путем соединения алкоголя (в основном метанола) с растительным маслом, растительным или переработанным кулинарным жиром. Оно используется как добавка для сокращения вредных выбросов, производимых автотранспортными средствами, или в чистом виде как возобновляемое альтернативное топливо для дизельных двигателей. Использование биодизеля сокращает выбросы в атмосферу практически всех вредных веществ: углекислого газа, окиси серы, угарного газа, мельчайших частиц, других токсинов и негорючих углеводородов, хотя при этом на 10% увеличиваются выбросы окиси азота. В последние десять лет издержки производства этанола и биодизеля значительно сократились, в то время как цены на традиционные виды топлива выросли. Конкурентные преимущества биотоплива и других ВИЭ более детально будут рассмотрены ниже.

Геотермальная энергия. Термин “геотермальная энергия” относится к той части тепла, излучаемого с поверхности Земли, которое может быть собрано и использовано человечеством (как правило, в форме горячей воды или пара). Геотермальные источники расположены очень специфично. Геотермальные источники с высокой температурой могут использоваться для производства электроэнергии. Однако чаще встречаются геотермические источники с низкой температурой, которые используются для различных целей: отопления домов, в производственном процессе в промышленности и сельском хозяйстве (например, в теплицах, в аквапроизводстве), в бальнеологии и пр.

Гидроэнергия. Использование воды для производства энергии началось более 2000 лет назад, когда вода была "укрошена" и приспособлена для вращения мельничного колеса. В настоящее время производство электроэнергии путем строительства плотин является важным направлением развития энергетики США, Канады, Норвегии. Современные усилия ученых направлены на поиск путей использования энергии волн океана или приливов. Для сокращения издержек сезонности и ежегодных природных колебаний, имеющих место при производстве гидроэлектроэнергии, например, Норвегия увеличила количество международных линий энергопередач и энергосвязей, экспортируя электроэнергию во "влажные" сезоны и импортируя в "сухие". Это снизило цены и увеличило общую энергетическую безопасность Норвегии и других стран-соседей.

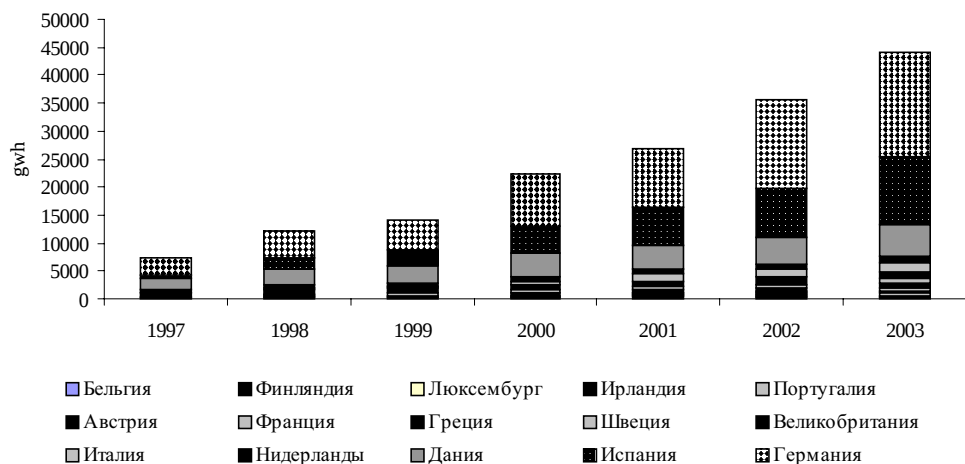
Солнечная фотогальваническая (фотоэлектрическая) энергия. Фотогальваническая технология подразумевает производство электроэнергии с помощью солнечного света. Процесс преобразования солнечной энергии в электрическую происходит с помощью специальных полупроводников, высвобождающих заряженные частицы, которые формируют основу электроэнергии. Наиболее распространенным полупроводниковым материалом, используемым в фотогальванических элементах, является повсеместно доступный кремний. Однако он требует очистки до процесса использования. Поскольку распространение и интенсивность солнечного света по дням и частям света неравномерны, производство фотогальванической энергии, также как и термальной и ветровой энергии (см. ниже), требует специальной инфраструктуры. Хотя фотогальваническая энергия может замещать другие генерирующие энергию источники в солнечные дни, во время "дождливых" или пасмурных дней необходимы запасные, традиционные генерирующие мощности.

Термальная энергия солнца. Специальные технологии преобразовывают солнечную радиацию в энергию, которую можно использовать для отопления или охлаждения. Наиболее распространенным применением тепловой энергии солнца является горячее водоснабжение жилых помещений. Существуют три базовые технологии преобразования энергии солнца: вышки, специальные "тарелки" и желоба. Система работает в режиме тепловых фаз, позволяя или накапливать тепло, или, наоборот, поддерживать тепло, компенсируя прерывистость производства и, следовательно, увеличивая коммерческую ценность производимой энергии. Самые современные технологии позволяют производить пар. Крупные производители горячей воды по технологиям использования термальной энергии солнца находятся в США, Японии, Австралии и Турции.

Энергия ветра. Коммерческое использование ветровых турбин, подключенных к сетям энергопередач, началось после нефтяного кризиса 1970-х гг. Поскольку издержки производства ветровой электроэнергии значительно сократились, а техническая надежность выросла, в последние 10 лет наблюдается значительный прогресс в развитии ветровой энергетики (см., например, рис. 3). Благодаря техническим улучшениям и росту мощности турбин с середины 1990-х гг. особенно заметен рост установленной мощности, который явился

комбинацией ряда факторов: исследований и разработок, значительного государственного субсидирования и развития инфраструктуры, необходимой для поддержки развития ветроэнергетики (производителей, монтажников и операторов).

Рис. 3. Производство энергии ветра в ЕС-15 (1997–2003)



Источник: Eurostat (2004).

2.3. Инвестиции в ВИЭ

Инвестиции в ВИЭ могут принести значительные преимущества:

- в некоторых странах увеличение доли используемых ВИЭ приводит к сокращению зависимости от импорта ископаемых видов топлива и/или урана, необходимого для производства ядерной энергии. Поскольку ТЭР импортируются в основном из ограниченного количества стран и регионов, зачастую политически нестабильных, снижение зависимости от импорта энергоресурсов усиливает стратегические преимущества страны, сокращает потенциальные конфликты и увеличивает стабильность энергообеспечения;
- поскольку цены, особенно на ТЭР, резко увеличились в последние годы, сокращение зависимости от импортируемых ТЭР улучшает платежный баланс страны и способствует макроэкономической стабильности;
- рост доли используемых ВИЭ ускоряет развитие в стране определенных технологий (например, биотехнологий, производства топливных элементов (fuel cells)), которые, как ожидается, будут играть ключевую роль, определяя будущую конкурентоспособность страны;
- ВИЭ создают новые возможности для некоторых сельскохозяйственных отраслей и удаленных сельских местностей. Сельское хозяйство и удаленные районы являются потенциальными источниками биомассы как основы

многих ВИЭ. Локальное производство электроэнергии также улучшает конкурентоспособность удаленных районов, где импортируемая энергия является особенно дорогой;

- по сравнению с ископаемыми видами топлива и ядерной энергией, использование ВИЭ значительно сокращает загрязнение воздуха (электростанции являются источниками выбросов углекислого газа, диоксидов, окиси азота, двуокиси серы и других вредных веществ), а также в целом уменьшает потребление воды, ее загрязнение, количество отходов, снижает угрозу радиоактивного загрязнения. Следовательно, ВИЭ помогают уменьшить отрицательные внешние эффекты, такие как глобальное потепление, вызываемое выбросами парниковых газов. В этом смысле они способствуют устойчивому развитию страны, оставляя следующим поколениям неповрежденную природу и надежные энергетические ресурсы;
- использование ВИЭ также помогает стране выполнить такие международные обязательства, как, например, обязательства Киотского протокола.²

2.4. Ограничения по использованию ВИЭ

ВИЭ имеют огромный потенциал. Однако этот потенциал должен использоваться с разумными издержками. Реализация выгод, перечисленных выше, зависит от развития технологий и инфраструктуры, конкурентных с экономической точки зрения. В настоящее время, за исключением некоторых случаев, ВИЭ являются более дорогостоящими, чем альтернативные источники энергии, например ископаемое топливо.³ Однако, в то время как стоимость ископаемых видов топлива и ядерной энергии имеет тенденцию к росту (особенно значительный рост цен наблюдается в последнее время), стоимость подключения ко многим ВИЭ снижается. Некоторые аналитики убеждены, что рост цен на сырую нефть до USD 70 за баррель на мировых рынках позволит перейти ту "черту", за которой многие ВИЭ станут экономически конкурентными.

Ниже перечислены факторы, ограничивавшие широкое развитие ВИЭ в прошлом.

² Страны, подписавшие Киотский протокол, согласились к 2010 г. законодательно установить квоты по ограничению или снижению выбросов углекислого газа. Киотский протокол также определяет правила международной торговли квотами на выбросы углекислого газа. 12 августа 2005 г. Беларусь подписала Киотский протокол. Согласно некоторым оценкам, подписание Киотского протокола может принести Беларуси доходы в размере как минимум USD 325 млн от продажи свободных квот по выбросам парникового газа. Более того, Киотский протокол создаст дополнительные возможности по получению инвестиций в форме Проектов совместного осуществления в области энергосбережения или технологий, направленных на снижение вредных выбросов. Для более подробной информации см.: Аналитическая записка ИПМ-GET 06/03: <http://research.by/pdf/pp2003r06.pdf>

³ Исключения составляют гидроэнергия (например, в Канаде и Норвегии) и геотермальная энергия (например, в Исландии) и широко распространенное (но часто ненадежное) использование дров в некоторых развивающихся странах.

Инфраструктура. Развитие новых видов ВИЭ часто требует высоких первоначальных инвестиций. Например, производство биодизельного топлива для автомобилей в общедоступном количестве требует наличия дистрибуционной системы, включающей, например, отдельные колонки на заправочных станциях. В случае с ветровой энергией нужно сначала найти общественно и экономически приемлемые площадки, получить доступ в распределительную сеть энергопередач, а затем провести мониторинг площадок на предмет приемлемости для производства ветровой электроэнергии.

Стандарты и регулирование. Вследствие относительной новизны многих технологий в области ВИЭ во многих странах важные регулирующие стандарты и нормы (например, стандарты безопасности или эмиссии запаха для биогазовых установок) и/или процедуры получения различных разрешений до сих пор до конца не разработаны. Это ограничивает процесс установки и использования ВИЭ.

Технология и экономия на масштабе. Многие технологии в области ВИЭ являются относительно новыми. Поэтому в настоящее время они могут использоваться только как прототипы или на экспериментальных и/или очень маленьких рынках. Как результат, потенциальное снижение затрат вследствие технологических разработок, с одной стороны, и экономия на масштабе при производстве энергии в рыночных масштабах — с другой, еще не достигнуты. При этом потенциал снижения затрат может быть значительным. Так, стоимость производства электроэнергии на ветровых установках снизилась на 50% в период 1990—2005 гг.

Невозможность оценить общественные выгоды. ВИЭ играют значительную роль в снижении важных отрицательных внешних эффектов (негативных экстерналий), таких как глобальное потепление. Как было отмечено выше, они способствуют диверсификации энергетических ресурсов и стратегическому сокращению зависимости страны от импорта. Однако количественно оценить ценность таких выгод очень трудно. Например, ни воздействие парниковых газов на размер и скорость глобального потепления, ни воздействие самого потепления на благополучие человечества точно не установлено. Ценность сокращения зависимости страны от импортируемых энергоресурсов также трудно оценить количественно. Более того, поскольку некоторые из таких выгод являются общественными в широком смысле этого слова, трудно изобрести рыночный механизм, гарантирующий, что все эти выгоды будут соответствующим образом оценены и включены в цену.

Неопределенность. Недавний рост цен на ископаемые виды топлива усилил интерес к ВИЭ. Однако цены на нефть и газ очень изменчивы. В результате, эта неопределенность затрудняет инвестиции и может привести к циклу “бум — спад” и, соответственно, недостаточным или чрезмерным инвестициям. Инвестиции в ВИЭ, считающиеся прибыльными сейчас, могут быть невыгодными, если в среднесрочной перспективе цены на нефть упадут и вернуться к уровню ниже USD 50 за баррель. Поскольку инвестиции в ВИЭ (например, в ветроустановки или установки по производству биогаза) являются долгосрочными, такая неопределенность с точки зрения прибыльности дестимулирует желание

инвесторов вкладывать свои средства в ВИЭ, даже если в настоящее время такие инвестиции представляются выгодными.

Следует отметить, что долгосрочная неопределенность в затратах и результатах несет в себе риск принятия неверного решения по направлениям инвестиций в капитал. В таких условиях инвестиционные решения должны приниматься на рыночной основе, где частные инвесторы сами отвечают за использование своих фондов. Напротив, в случае значительных государственных инвестиций вероятность недооценки рисков проектов в области ВИЭ является гораздо более высокой. Неправильно определенные риски и неверные решения могут привести к потере инвестиционных фондов, более высоким энергетическим затратам и наличию неработающих мощностей.

Резервные генерирующие мощности. Наконец, многие виды ВИЭ, в особенности ветровая и солнечная энергия, не могут гарантировать постоянное, надежное и бесперебойное энергообеспечение. Как следствие, для обеспечения надежного и безопасного функционирования энергетического комплекса должны быть подключены и поддерживаться в рабочем состоянии резервные мощности. Необходимость поддерживать резервные мощности, работающие на традиционных ТЭР, сокращает потенциал для снижения затрат и, как было отмечено выше, увеличивает цены на производимую из ВИЭ энергию.

Сталкиваясь с факторами, ограничивающими распространение и использование ВИЭ, отдельные страны проводят политику, стимулирующую исследования и развитие в сфере ВИЭ, и субсидируют инвестиции в генерирующие мощности, работающие на ВИЭ. Некоторые страны Европейского Союза являются передовыми в этих процессах. Политика Европейского Союза в области поддержки развития ВИЭ изложена в разделе 4. Однако сначала следует рассмотреть различные способы, с помощью которых можно оценить энергетические ресурсы.

3. Оценка источников энергии

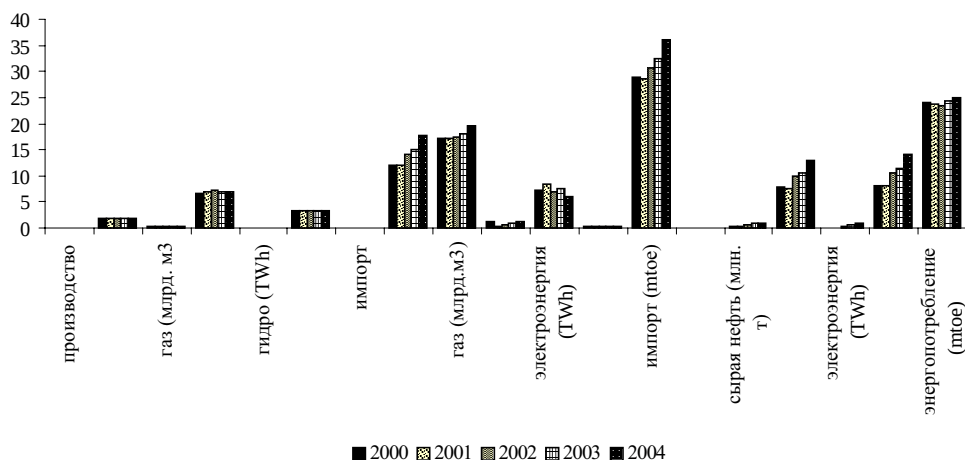
Различные источники энергии оцениваются и сравниваются с помощью множества критериев и подходов. К наиболее распространенным относят концепции энергетического баланса, чистого энергетического выигрыша, экологического баланса, издержки – выгоды и энергетической безопасности.

Энергетический баланс. Согласно физике, энергетический баланс — это систематическое представление энергетических потоков и их трансформации внутри системы. В соответствии с первым законом термодинамики энергия не может быть создана или уничтожена, а только модифицирована в соответствующую форму. Соответственно, энергетический баланс — это детализированное представление этих модификаций.

С точки зрения экономики энергетики, энергетический баланс страны — это агрегированный баланс всех видов деятельности и ресурсов по производству

энергии, ее импорта, экспорта и первичного потребления. Создание такого баланса требует агрегирования различных видов энергии, например, в тонны условного топлива или нефтяного эквивалента. Существуют национальные и глобальные энергетические балансы, которые обычно рассчитываются на ежегодной основе. Белорусский энергетический баланс в качестве примера приведен на рис. 4. Такие национальные балансы предоставляют дополнительную информацию о смежных с энергетикой сферах и зависимости страны от импорта энергии.

Рис. 4. Первичное потребление энергоресурсов в Беларуси



Источник: Министерство статистики и анализа; Всемирный банк.

Чистый энергетический выигрыш (ЧЭВ). Суть этого подхода заключается в оценке разницы между энергией, затрачиваемой на получение каждого отдельного вида энергоресурса, и конечной энергией, которую он обеспечивает. Другими словами, оценивается разница между энергией, произведенной с помощью килограмма определенного вида топлива (например, биодизеля, нефти, урана), и энергией, необходимой для производства этого килограмма энергии (например, добыча (бурение или выращивание энергоемких растений), транспортировка, очистка и пр.). Так, в течение 1920-х гг. один баррель сырой нефти обеспечивал добычу и очистку 50 баррелей сырой нефти. Сегодня нужно инвестировать 5 баррелей нефти для добычи и очистки такого же количества нефти.

Если ЧЭВ меньше единицы, то соответствующий энергоресурс не приносит чистый энергетический выигрыш экономике. Например, некоторое время назад ЧЭВ фотогальванических элементов был меньше единицы; в результате технологического прогресса в настоящее время он значительно вырос. ЧЭВ иногда выражают в категориях времени, необходимого для амортизации единицы производственной мощности, например ветряной турбины или фотогальванического элемента. Другими словами, оценивается, сколько времени еди-

ница мощности должна функционировать, чтобы произвести и возместить энергию, которая была затрачена на ее производство. В настоящее время амортизация ветровой турбины требует от 2 до 5 месяцев, для гидроэнергии и фотогальванических элементов это время варьируется от 24–36 до 65–122 месяцев соответственно. Очевидно, что ВИЭ с ЧЭВ меньше единицы не могут приносить те многочисленные преимущества, о которых говорилось в разделе 2, такие как сокращение зависимости от импорта или снижение выбросов углекислого газа. Более того, ВИЭ с минимальным положительным ЧЭВ должны будут работать долгое время до того момента, когда они смогут генерировать чистую дополнительную энергию для нужд экономики. Соответственно, получение вышеперечисленных выгод от использования ВИЭ потребует еще более долгого времени.

Энергетическая безопасность. Энергетическая безопасность — доступ к надежному и достаточному энергообеспечению по разумным ценам — важный компонент экономической и национальной безопасности. Для нетто-импортеров энергии, особенно тех стран, которые зависят от одного или нескольких поставщиков ТЭР, такая зависимость рассматривается как угроза национальному суверенитету. Для снижения энергозависимости и усиления энергетической безопасности предпринимаются различные меры. Они включают:

- увеличение эффективности потребления энергии, то есть производство национального ВВП с использованием как можно меньшего количества энергии (как импортируемой, так и местной);
- диверсификацию импортируемых источников энергии с целью уменьшения зависимости от одного поставщика или вида ТЭР;
- развитие производства местных видов энергии для сокращения зависимости от импорта. Местные источники энергии могут включать, однако не ограничиваться только ВИЭ;
- поддержание стратегических запасов энергоресурсов, которые могут использоваться в течение временных перебоев с импортными поставками ТЭР;
- сохранение хороших экономических и политических отношений со странами, играющими важную роль на мировых энергетических рынках, а также со странами-соседями, контролирующими энергетическую инфраструктуру, которая может потребоваться во время кризиса.

Проведение политики, направленной на усиление энергетической безопасности, обычно включает все вышеперечисленные меры. Они требуют затрат, которые должны быть тщательно проанализированы и сопоставлены с выигрышами (зачастую нематериальными и неосозаемыми) для страны при более высокой степени энергетической безопасности.

Экологический баланс. Сгорание ископаемых видов топлива является источником выбросов вредных веществ, которые создают т. н. негативные внешние эффекты (экстерналии). Эти негативные внешние эффекты могут быть мест-

ными (смог), региональными (кислотные дожди) или глобальными (глобальное потепление).⁴ Наиболее вредными выбросами считаются следующие:

- окись серы (SO_x), являющаяся причиной кислотных дождей и источником выбросов мельчайших частиц в воздух;
- окись азота (NO_x), вызывающая раздражение легких и снижающая сопротивление человеческого организма респираторным заболеваниям;
- углекислый газ (CO_2) — наиболее опасный парниковый газ, являющийся причиной глобального потепления вследствие задержки тепла в атмосфере Земли. Использование таких ископаемых видов топлива, как нефть, газ и уголь для производства электроэнергии, является одним из основных промышленных источников углекислого газа;
- выбросы других вредных веществ, таких как угарный газ и различные углеводороды, которые оказывают негативное воздействие на здоровье человека и являются причиной смога.

Использование ВИЭ может снижать выбросы вредных веществ, улучшая экологический баланс (то есть понизить уровень выбросов углекислого газа на единицу произведенной энергии). Например, в то время как сжигание ископаемых видов топлива приводит к чистым выбросам в атмосферу углекислого газа, сжигание древесины возвращает в атмосферу тот объем CO_2 , который поглотили растущие деревья. Использование древесины как источника энергии уменьшит чистые выбросы углекислого газа, если каждый раз сажать новое дерево для замены старого, хотя такой баланс CO_2 будет частичным. Следует отметить, что создание всеобъемлющего баланса, который определил бы все экологические эффекты, вызываемые каждым видом топлива, является очень трудной задачей.

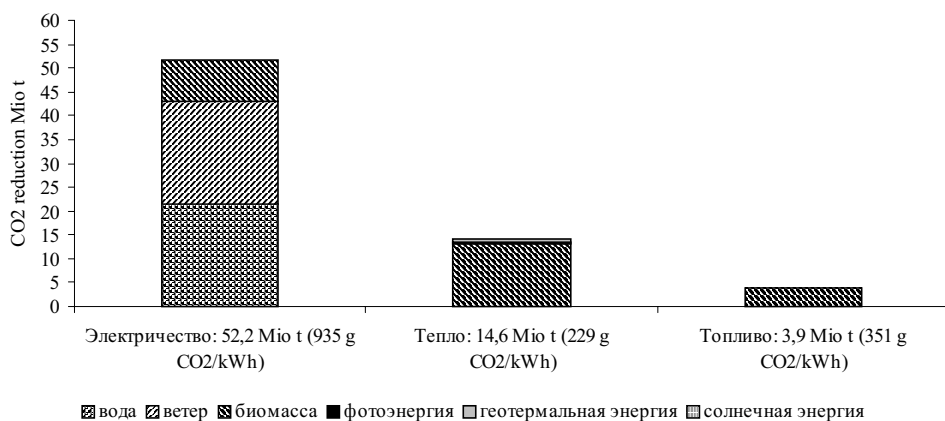
Использование ВИЭ может привести к значительному сокращению выбросов вредных веществ, например, углекислого газа. Благодаря использованию ВИЭ только в 2004 г. Германия избежала выбросов около 70 млн т CO_2 (рис. 5). Без использования ВИЭ общие выбросы CO_2 (около 830 млн т) были бы на 8.4% выше. В то же время доля ВИЭ в первичном энергопотреблении составила 3.6%.

Снижение выбросов и экономия потребления первичных видов топлива на гектар земли и в целом за год, которые достигнуты благодаря использованию различных видов биотоплива, значительно варьируются. На рис. 6 нулевая отметка означает, что выбросы углекислого газа и потребление энергии сбалансированы, в то время как отрицательные значения на нижней шкале показывают преимущества использования биотоплива, то есть одинаковые объемы сэкономленной энергии и эквивалентные выбросы углекислого газа. Размер

⁴ Производство энергии, помимо выбросов газов и мельчайших частиц, приводит и к другим негативным внешним эффектам. Например, в процессе производства электроэнергии путем сжигания ископаемых видов топлива более 2/3 высвобождаемой (производимой) энергии не трансформируется в электроэнергию, а скорее уходит в атмосферу в виде тепла или в воду, используемую для охлаждения. Последнее может отрицательно повлиять на водные экосистемы. Производство ядерной энергии может привести к угрозе радиоактивного загрязнения и проблемам, связанным с захоронением радиоактивных отходов. Мы фокусируемся на выбросах газов ввиду их важности в дискуссии о направлениях энергетической политики.

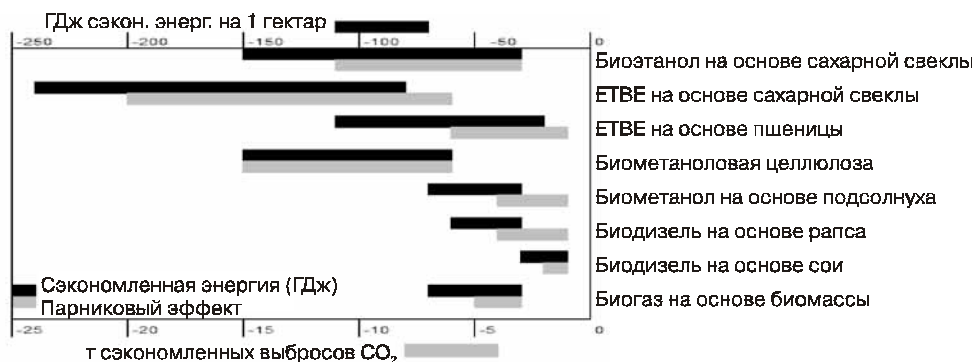
экономии внутри различных категорий биотоплива также различен и зависит от производственного процесса, возраста производственных мощностей, источника сырья для биотоплива и пр. Все виды биотоплива, представленные на рис. 6, способствуют снижению выбросов и экономии используемых ископаемых видов топлива, однако, поскольку конкретное снижение выбросов варьируется, нужно относиться с осторожностью к точным оценкам.

Рис. 5. Общее снижение выбросов углекислого газа благодаря использованию ВИЭ в Германии в 2004 г.



Источник: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Федеральное министерство по окружающей среде, сохранению природы и ядерной безопасности), 2005.

Рис. 6. Диапазон баланса энергии и выбросов для различных видов биотоплива⁵



Источник: Институт исследования энергетики и окружающей среды (IFEU), Гейдельберг, Германия, 2004.

⁵ Биоэтанол — определение см. в разделе 2. ETBE — этил третичный бутиловый эфир (производится путем смешения этанола и изобутилена и химической реакции при нагревании с катализатором). Может смешиваться с бензином и сжигаться в двигателе как топливо. Биометаноловая целлюлоза производится путем синтеза газов, образующихся в биомассе. Биогаз получается в результате анаэробного брожения органических материалов.

Соотношение издержки — выгоды. Экономисты используют анализ издержки — выгоды (АИВ) для оценки инвестиций и мер экономической политики (экономических проектов). АИВ сравнивает издержки и выгоды, которые возникают в результате реализации проекта, с целью выявления проектов, где их соотношение меньше единицы (то есть выгоды превышают издержки). Эффективным проектом считается тот, который приносит желаемые выгоды (например, сокращение зависимости от импорта энергии) по наименьшим издержкам и, следовательно, имеет наименьшее соотношение издержки — выгоды.

Теоретически, АИВ является наиболее тщательным, комплексным способом для оценки и сравнения энергоресурсов, поскольку включает в себя все критерии, обсуждавшиеся выше (экологию, ЧЭВ, энергетическую безопасность). Однако провести такой анализ на практике зачастую очень трудно. Во-первых, для того чтобы точно оценить все издержки и выгоды от реализации проекта, нужно верно оценить издержки и выгоды в отсутствие проекта. Во-вторых, всеобъемлющий АИВ должен принимать во внимание все имеющие отношение к проекту издержки и выгоды, хотя многие из них не поддаются оценке и прогнозам. Это относится, например, к издержкам и выгодам, связанным с окружающей средой. И, наконец, расчет отношения издержки — выгоды включает обобщение (агрегирование) всех издержек и выгод, связанных с проектом. Это обобщение обычно делается в денежной форме, то есть через оценку всех издержек и выгод в рублях, евро или другой валюте. Некоторые издержки и выгоды, например потери, связанные с уничтожением уникальных биологических видов и мест при добыче торфа, трудно оценить в денежной форме. В основе различных мнений на тему за и против субсидирования ВИЭ часто лежат различные оценки таких неявных факторов, как "экологический ущерб" или "энергетическая зависимость".

4. ВИЭ и опыт ЕС

"Зеленая книга" Европейской комиссии, названная "Навстречу Европейской стратегии по надежному энергообеспечению", которая была опубликована в 2001 г.⁶, обозначила проблему высокой энергетической зависимости Европейского Союза. ЕС в настоящее время зависит от импорта, который составляет 50% всей потребности в энергии. Ожидается, что в 2030 г. эта цифра составит 70%, на фоне роста зависимости от газа и нефти. Такая ситуация несет в себе высокие экономические, политические и экологические риски. Если традиционные ископаемые виды топлива и ядерная энергия и в дальнейшем будут оставаться ключевыми источниками энергии, то, согласно общепринятому мнению, ВИЭ могут способствовать снижению этих рисков.

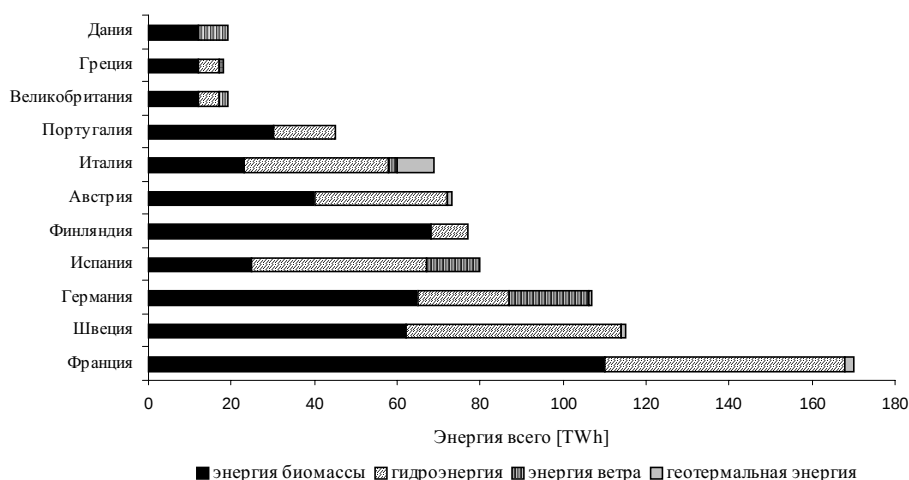
Таким образом, в 2000 г. ЕС установил две индикативные цели для возобновляемой энергии:

⁶ Для более подробной информации см.: "Зеленая книга" Европейской комиссии: http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_en.pdf.

- увеличить удельный вес электроэнергии, производимой с помощью ВИЭ, в ЕС-15 до 22% к 2010 г. (по сравнению с 14% в 2000 г.);
- увеличить удельный вес биотоплива в дизельном топливе и бензине, используемом для транспортных нужд, в ЕС-15 до 5.75% к 2010 г. (по сравнению с 0.6% в 2002 г.).

Наравне со “старыми” членами Евросоюза, 10 новых стран-членов также обязались производить электроэнергию с помощью ВИЭ. С этой целью для каждой страны установлены индикативные цели по ВИЭ в обязательствах по вступлению в ЕС. При этом средний удельный вес электроэнергии, вырабатываемой с помощью ВИЭ, установлен в размере 21% к 2010 г. Согласно расчетам Еврокомиссии, ожидается, что к 2010 г. удельный вес ВИЭ в валовом потреблении энергии в ЕС-15 достигнет 10%.

Рис. 7. Использование (доля) возобновляемой энергии в странах ЕС (2003)

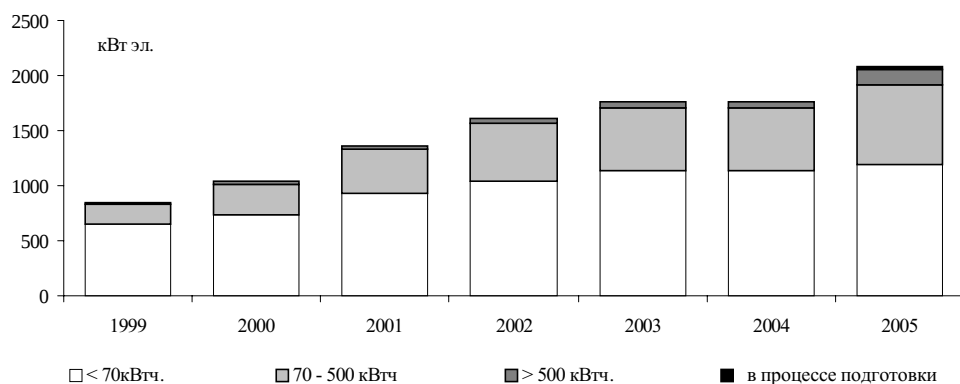


Каждая страна Евросоюза достигает поставленных для нее целей с помощью разных инструментов и с разной скоростью. Например, в последнее десятилетие интенсивно развивается ветровая энергетика; ключевую роль здесь играют Германия, Испания и Дания (рис. 7). Однако ветроэнергетика до сих пор занимает незначительное место в общем производстве энергии по сравнению с гидроэнергией или биомассой. В настоящее время самым динамично развивающимся видом ВИЭ является производство биогаза на основе отходов сельскохозяйственного производства (навоза, соломы, свекловичных отходов), а также производство зерновых культур, специально выращиваемых для этих целей (например, кукурузы). Так, количество заводов по производству биогаза в Германии более чем удвоилось за последние пять лет (рис. 8).

В целом, развитие ВИЭ в Евросоюзе требует значительных субсидий. В Германии закон “О возобновляемой энергии” (Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)) обязывает компании, которые занимаются производством или передачей элек-

троэнергии, покупать генерируемую с помощью ВИЭ электроэнергию по гарантированным тарифам.⁷ Без этих гарантий и тарифов она не смогла бы конкурировать с электроэнергией, производимой с помощью традиционных ТЭР. Высокие цены, по которым энергосистема обязана покупать, например, ветровую электроэнергию, перекладываются на конечных потребителей (население и промышленность), которые в результате платят более высокую цену. Таким образом, в Германии производство электроэнергии с помощью ВИЭ субсидируется конечными потребителями.

Рис 8. Количество заводов по производству биогаза в Германии



Источник: Институт энергии и экологии, Лейпциг, Германия; данные KfW (2004).

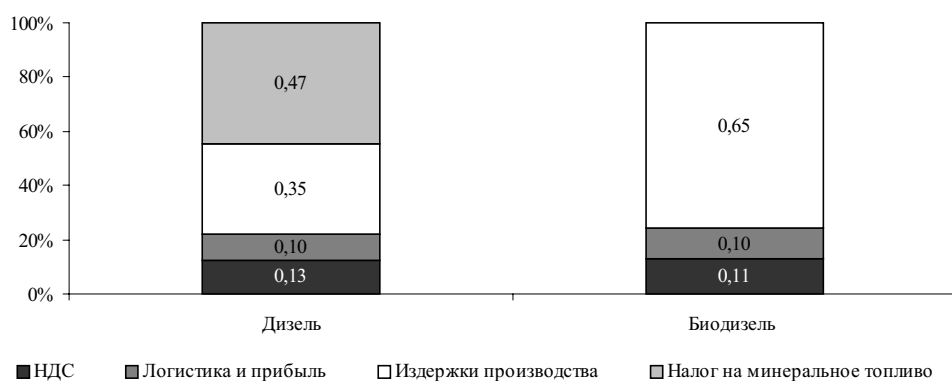
Субсидирование производства автомобильного топлива (биодизель, этанол) в основном происходит в форме освобождения от уплаты налога на минеральное топливо. Налоги составляют примерно 60% розничной цены литра дизельного топлива. Биодизель, произведенный, например, из рапса, освобожден от налога на топливо. Как результат, он становится более конкурентоспособным, даже несмотря на более высокие издержки производства. Такая система субсидирования путем налоговых исключений имеет значительные фискальные последствия в Германии. Так, ежегодные потери налоговых доходов оцениваются примерно в EUR 350 млн, и эти потери будут только возрастать по мере роста цен на энергоресурсы такими же быстрыми темпами, как они росли в 2005 г., и роста доли биодизеля в общем объеме производства дизельного топлива.

Критики данной системы доказывают, что 1) более высокие цены вследствие требований закона "О возобновляемой энергии" снижают международную конкурентоспособность немецкой экономики и 2) страны ЕС используют ВИЭ, например биодизель и биоэтанол, как предлог для получения субсидий для сельского хозяйства, поскольку в настоящее время традиционные сельскохозяйственные субсидии ограничены международными обязательствами (требо-

⁷ Для более подробной информации о немецком законе "О возобновляемой энергии" (EEG) см.: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/5996/20049>.

ваниями ВТО). Сторонники ВИЭ утверждают, что политика их стимулирования создает реальные экологические выгоды для всех (то есть, на самом деле, субсидии являются платой за положительные внешние эффекты). Еще одним, более прагматичным, аргументом с их точки зрения является то, что эти субсидии стимулируют исследования и развитие в ключевых для будущего секторах (ветровая энергетика, производство биогаза), которые будут формировать базис для экономического роста и национальной конкурентоспособности Германии. Поскольку, с одной стороны, цены на ископаемые виды топлива увеличиваются, а с другой стороны, становятся все более очевидными размер и издержки глобального потепления, сторонники государственной поддержки развития и использования ВИЭ легко находят поддержку со стороны общественного мнения.

Рис. 9. Структура цены на дизельное топливо в Германии (EUR за литр)



Источник: Бергман и Лакемейер (2005); расчеты по ценам 2004.

5. Заключение

ВИЭ обеспечивают множество прямых и непрямых экономических, социальных и экологических выгод. В последние годы интерес к ВИЭ значительно усилился в связи с ростом затрат на ископаемые виды топлива. Интерес к ВИЭ особенно высок в сельском хозяйстве, поскольку многие виды ВИЭ являются продуктами сельскохозяйственного производства, обеспечивающими решение вопроса энергообеспечения в отдаленных сельских районах.

В настоящее время большинство видов ВИЭ являются более дорогими, чем альтернативное производство энергии, основанное на ископаемых видах топлива. Однако появились и признаки того, что этот баланс может измениться. Ископаемые виды топлива являются ограниченными. Причем с течением времени их ограниченность будет возрастать, а стоимость добычи — увеличиваться. Согласно некоторым расчетам, если цены на сырую нефть превысят USD 40 за баррель, то Бразилия с большей выгодой будет преобразовывать сахар в этанол, а не продавать его как сахар на мировых рынках. Аналогичные расче-

ты есть по производству маниока в Таиланде, согласно которым возможна остановка его производства при цене на нефть в USD 45 за баррель; по производству маиса (кукурузы) в некоторых районах США — при ценах на нефть в USD 60 за баррель; для некоторых видов растительного масла — при ценах на нефть в районе USD 50–60 за баррель (в этом случае альтернативой производству пищевого масла является не этанол, а биодизельное топливо).

Кроме того, во многих странах растет понимание того, что побочные продукты сельскохозяйственного производства (навоз, солома) можно использовать как источники ВИЭ. Продолжающийся технологический прогресс в области ВИЭ, как ожидается, сократит издержки производства. Более того, хотя невозможно объективно оценить экологические выгоды от использования ВИЭ, такие расчеты и механизмы могут значительно повысить относительную конкурентоспособность некоторых видов ВИЭ. Например, выполнение требований и обязательств Киотского протокола может стать тем механизмом, который поможет институализировать и монетизировать такие расчеты и выгоды.

Многие страны проводят политику по стимулированию роста использования ВИЭ. Страны ЕС установили некоторые среднесрочные цели по увеличению доли ВИЭ в производстве электроэнергии и используемом топливе для транспортных нужд. Для того чтобы достичь указанных целей, страны-члены ЕС реализуют различные виды политики. В большинстве случаев они являются очень дорогостоящими в исполнении, увеличивая нагрузку на потребителей (через более высокие тарифы на энергию) или налогоплательщиков в форме дополнительных расходов на субсидии или сокращения госдоходов вследствие налоговых льгот для ВИЭ. Представляется, что копирование и проведение такой политики в Беларуси затруднительны, в первую очередь, вследствие высокого энергопотребления национальной экономикой и традиционного подхода к удержанию низких энергетических тарифов для населения.

Литература

1. Bergmann H., Lakemeyer E. (2005) *Unternehmensstrategien: Raps in den Tank (Предпринимательская стратегия: рапс в топливный бак)* // Новое сельское хозяйство (Neue Landwirtschaft, Russian Edition). 2005. № 4. P. 34–37.
2. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety). 2005.
3. Bundesverband Windenergie (2005): "Kostentwicklung von Windanlagen in Deutschland", available from German Wind Association: <http://www.wind-energie.de/>.
4. Eurostat (2004): Eurostat Homepage: Environment and Energy: http://epp.eurostat.cec.eu.int/portal/page?_pageid=0,1136239,0_45571447&_dad=portal&_schema=PORTAL.
5. IEA (International Energy Agency) (2004a) Energy Statistics of Non-OECD countries (several issues from 2002–2005).

6. IEA (International Energy Agency) (2004b) Energy Statistics of OECD countries (several issues from 2002–2005).
7. IFEU (Institute for Energy and Environmental Research, Heidelberg, Germany) (2004) CO₂ Mitigation through Biofuels in the Transport Sector. Status and Perspectives – Main Report.
8. Sellers R. (2005) *Renewable Energy Markets*. Fact Sheet published by the IEA 2005. URL: http://www.iea.org/textbase/papers/2005/renewables_fact.pdf.
9. World Energy Council (2005) Survey of Energy Resources URL: <http://www.worldenergy.org/>.
10. World Resources Institute (2005), URL: <http://www.wri.org/> (20.10.2005).

Ориентиры для политики в области развития возобновляемых источников энергии в Беларуси

проф., д-р фон Крамон С., Лакемейер Э., Университет Геттингена

1. Введение

Согласно Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, энергетическая безопасность является одной из наиболее важных составляющих национальной и экономической безопасности страны.¹ В Беларуси с целью увеличения энергетической безопасности планируется увеличить долю местных видов энергии в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) с 16,7 в 2003 г. до 25% в 2020 г. Местные виды энергии включают в себя собственную добычу нефти, попутного газа, угля и торфа, а также такие возобновляемые виды энергии, как гидроэнергия, биотопливо, энергия ветра и солнца.

Какова роль ВИЭ в достижении этих целей? Какие инструменты экономической политики необходимо использовать для того, чтобы ВИЭ принесли стране наибольшую пользу и очевидные выгоды? Ниже предлагается обсуждение данных вопросов, а также приводятся рекомендации для проведения политики в области развития ВИЭ.² Следует отметить, что составление прогнозов и выработка рекомендаций в области развития ВИЭ — это сложная задача, поскольку цены, технологии и регулирующие институты в этой сфере постоянно и существенно изменяются. Тем не менее, одна из наиболее важных рекомендаций состоит в том, что политика в области поддержки развития ВИЭ должна быть гибкой, чтобы Беларусь смогла извлекать выгоды из любых возможных изменений, которые несет в себе будущее.

2. ВИЭ в Беларуси

2.1. Основные положения

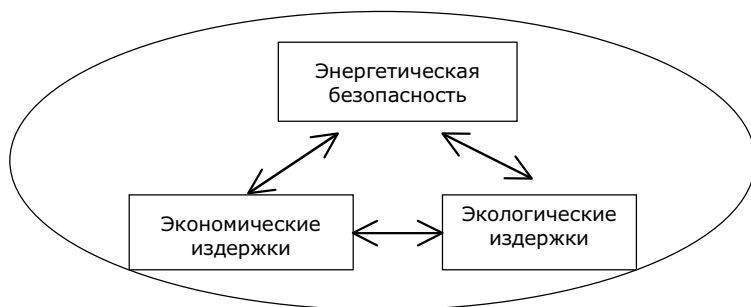
Существуют три основных критерия, с помощью которых можно оценить любой энергетический ресурс (рис. 1): политический (способствует ли этот ресурс энергетической безопасности страны); экономический (сколько стоит данный энергетический ресурс в сравнении с другими ресурсами); экологический (каковы последствия использования этого ресурса для окружающей

¹ Государственная Концепция энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь и Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 гг. Утв. Указом президента № 399 от 25.08.2005 г.

² Предполагается, что читатель в целом знаком с категориями в области ВИЭ. Дополнительную информацию о видах ВИЭ и политике в области развития ВИЭ можно найти в предыдущей работе АЗ 09/05 “Возобновляемые виды энергии: прошлое, настоящее, будущее”: <http://research.by/rus/pp/2005>

среды, например, эмиссия парниковых газов, уничтожение биологических видов).

Рис 1. Критерии для оценки энергетических ресурсов



Источник: собственное изображение.

Взаимосвязи между этими тремя критериями достаточно сложны. При этом есть только один путь, содействующий улучшениям по всем трем направлениям сразу: повышение эффективности использования энергии. Существует множество доказательств того, что белорусская экономика (как и другие экономики бывших республик СССР) является чрезмерно энергоемкой.³ Снижение энергоемкости, при прочих равных условиях, способствует росту энергетической безопасности, сокращению расходов на ТЭР и улучшению экологии.

Все остальные возможные направления действий, например увеличение использования таких местных видов топлива, как торф, создание производственных мощностей по производству собственной ядерной энергии⁴ или использование ВИЭ, смогут приносить выгоды по отдельным направлениям, но не по всем одновременно. Торф, например, является местным видом топлива, поэтому рост доли его использования может способствовать росту энергетической безопасности (до тех пор, пока позволяют природные запасы). Однако торф не является экологически чистым видом топлива, а залежи торфа часто представляют собой уникальные природные ресурсы, уничтожение которых наносит значительный вред природе. Следовательно, рост использования торфа приводит к конфликту между энергетической безопасностью и экологией. При выборе наилучшей энергетической стратегии для Беларуси следует тщательно анализировать подобные конфликты между энергетической безопасностью, с одной стороны, и экономическими и экологическими соображениями — с другой.

Использование ВИЭ выгодно с экологической точки зрения (в основном за счет снижения выбросов парниковых газов), хотя выгоды варьируются внутри

³ Более подробно о высокой энергоемкости белорусской экономики см.: АЗ 07/05 "Улучшая энергоэффективность белорусской экономики".

⁴ Экономические аспекты развития ядерной энергетики в Беларуси обсуждаются в АЗ 03/06 GET.

различных видов ВИЭ (см.: АЗ 09/05). ВИЭ вносят вклад в рост энергетической безопасности страны. При этом важно понимать, что возобновляемые виды энергии не обязательно должны быть местными. Например, биодизель или биоэтанол необязательно производить в Беларуси. Напротив, может оказаться, что импортировать некоторые ВИЭ дешевле, чем производить в Беларуси, поскольку иностранные производители используют естественные природные преимущества (в Бразилии солнце светит дольше и сильнее, чем в Европе), преимущества технологического прогресса или эффекта от масштаба.

Следует отметить, что факт импорта энергоресурсов необязательно подрывает энергетическую безопасность. Увеличившаяся зависимость от импортируемых ВИЭ может улучшить текущий уровень энергетической безопасности Беларуси, если это приведет к диверсификации импортируемых источников энергии. Энергетическая безопасность возрастет, даже если самообеспеченность страны энергоресурсами останется на том же уровне, поскольку диверсификация сократит текущую зависимость от единственного источника или нескольких доминирующих видов импортируемого топлива. В то же время необходимо принимать во внимание и анализировать возможные компромиссы между энергетической безопасностью и экономическими затратами, поскольку желание приравнять энергетическую безопасность к избежанию импорта любой ценой представляется чрезмерно узким подходом.

Поскольку использование ВИЭ (местных или импортируемых), несомненно, способствует усилению энергетической безопасности Беларуси, основным вопросом становится вопрос экономических затрат. ВИЭ, как правило (производство гидроэлектроэнергии там, где это возможно благодаря природным условиям, составляет важное исключение), являются более дорогими, чем ископаемые виды топлива. Однако ситуация с конкурентоспособностью ВИЭ изменяется по мере роста цен на ископаемые виды топлива, улучшения технологий и достижения эффекта от масштаба по производству и использованию ВИЭ. Ситуация может и дальше изменяться в пользу ВИЭ, если рыночные цены на различные виды энергии будут лучше отражать экологические издержки, связанные с их производством. С уверенностью можно предположить, что ископаемые виды топлива значительно подорожают, если экологические издержки по их добыче, производству и транспортировке будут включены в цены (изменение климата из-за выбросов в атмосферу парниковых газов; издержки, связанные с загрязнением нефтью; политические конфликты, связанные с попытками контролировать мировые запасы газа или нефти). Это увеличит конкурентоспособность ВИЭ по сравнению с ТЭР на разницу экологических выгод.

Киотский протокол и возможность торговли выбросами вредных веществ, известные как проекты совместного осуществления (ПСО), являются шагом вперед в области монетизации экологических выгод ВИЭ и, следовательно, создания действительно всесторонней основы для сравнения разных источников энергии. Беларусь имеет большой потенциал для извлечения выгод из проектов совместного осуществления. Украина уже сделала необходимые шаги в претворении в жизнь целей ПСО и инициировала первые проекты с другими

странами из Приложения В.⁵ Для того чтобы и Беларусь получала выгоды от ПСО, связанные с ВИЭ, нужно как можно быстрее осуществить такие необходимые действия, как внедрение Системы учета выбросов парниковых газов (a greenhouse gas Emissions Accounting System).⁶

2.2. Потенциал ВИЭ в Беларуси

В 2003 г. в Беларуси доля ВИЭ составила 0.4 млн т из 4.2 млн т условного топлива, произведенных с помощью местных видов топлива.⁷ То есть доля ВИЭ составила 9.5% от местных видов топлива и 1.6% первичного энергопотребления. К 2012 г. планируется ее увеличение до 11.1 и 2.9% соответственно, поскольку потребление ВИЭ должно увеличиться до 0.75 млн т условного топлива. Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), доля ВИЭ в мировом потреблении энергии составила 13.4% в 2002 г. (см.: АЗ 09/05). Однако это сравнение не совсем корректно, поскольку среднемировой уровень включает развивающиеся страны со специфическими характеристиками энергопотребления. Более подходящими странами для сравнения с Беларусью являются страны ЕС-15 и бывшие республики СССР, у которых доля ВИЭ в энергопотреблении составляет 5.7 и 3% соответственно. Но даже в сравнении с этими странами текущий уровень использования ВИЭ в Беларуси в 1.6 и планируемый в 2.9% в 2012 г. являются достаточно скромными показателями.

В табл. 1 представлена информация о потенциале различных видов ВИЭ, а также их планируемом использовании в 2006–2010 гг., согласно Государственной концепции увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов. К оценкам о потенциальных и прогнозируемых объемах использования ВИЭ следует относиться достаточно осторожно, поскольку эти оценки делаются, исходя из предположений и предпосылок. Наши собственные расчеты, основанные на данных о поголовье крупного рогатого скота и свиней в количестве 4 и 3 млн шт. соответственно, свидетельствуют о том, что Беларусь, по самым скромным оценкам, может производить 1.8 млрд м³ биогаза в год (используя навоз животных). Это потенциальные 33.6 ПДж энергии, или примерно 0.8 млн. т условного топлива. Сжигание соломы с площадей в 1.9 млн га зерновых площадей позволяет произвести 44.3 ПДж, или 1.1 млн т. условного топлива, при урожайности в 23.3 ПДж/га (предполагается, что в Германии урожайность выше и достигает 70 ПДж/га).

⁵ О проектах совместного осуществления в Украине см.: Climate Change Initiative: http://www.climate.org.ua/projects/inv_projects.html, а также: Scientific Engineering Centre "Biomass": <http://www.biomass.kiev.ua/>.

⁶ АЗ 11/05 "Повышение энергоэффективности белорусской экономики: план экономических мероприятий".

⁷ Государственная Концепция энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь и Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 гг. Утв. Указом президента № 399 от 25.08.2005 г.

Таблица 1. Потенциальное и планируемое использование отдельных видов ВИЭ в Беларуси

Вид ВИЭ	Потенциальные запасы	Годовой объем использования				
		2006	2007	2008	2009	2010
Древесина (млн т условного топлива)	6.6	2.08	2.32	2.57	2.82	3.06
Гидроэнергия (тыс. кВтч)	2270	36	120	227	327	390
Ветровой потенциал (млн кВтч)	2400	3.04	3.94	6.62	6.62	6.62
Биогаз (млн т условного топлива)	1620	–	6.6	13.2	19.8	26.4
Энергия солнца (млн т условного топлива)	71000	0.01	0.3	1.0	2.0	3.0
Промышленные и бытовые отходы (млн т условного топлива)	470	–	4.9	9.9	14.8	19.8
Фитомасса (тыс. т условного топлива)	640	1.0	12.4	24.7	37.1	49.4
Лигнин (тыс. т условного топлива)	983	37.2	45.0	45.0	45.0	45.0
Этанол и биодизель (тыс. т условного топлива)	1000	–	0.5	4.9	9.9	14.8

Источник: Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006 – 2010 гг.

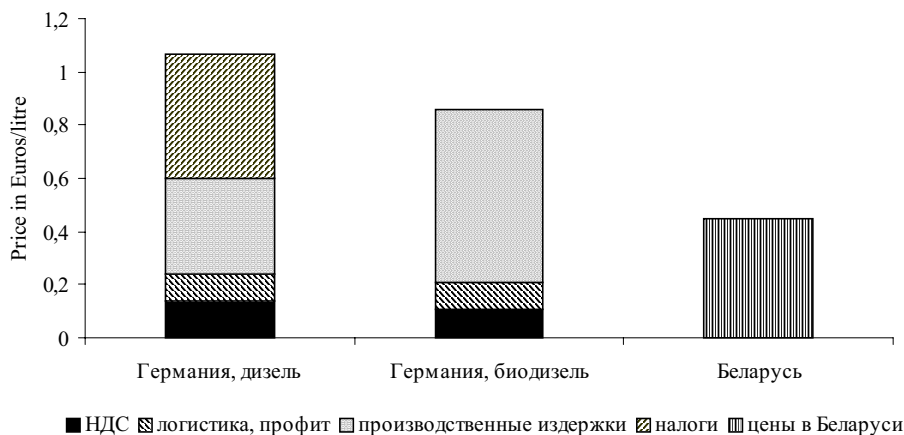
Однако, как реализовать потенциальные планы и прогнозы? Наиболее важным моментом при обсуждении планов и прогнозов являются не технические, а экономические вопросы. Во-первых, развитие ВИЭ требует инвестиций не только в генерирующие мощности, но также в инфраструктуру системы дистрибуции и хранилищ и, в некоторых случаях, в определенные изменения систем у конечных потребителей энергии (например, модификация дизельных двигателей для работы на биодизельном топливе). В настоящее время неясно, где будут изысканы необходимые для этого средства. Во-вторых, до тех пор пока ВИЭ будут более дорогими по сравнению с традиционными источниками энергии, их потребление потребует субсидий.

Для иллюстрации последнего аргумента рассмотрим ситуацию с биодизельным топливом в ЕС. Как уже было отмечено в АЗ 09/05, производство биодизеля является исключением из общей политики налогообложения энергоресурсов в Германии. Во Франции производство биодизеля также относится к категории товаров, имеющих льготное налогообложение. Недополученные вследствие льгот налоги французское правительство оценивает в EUR 123 млн в год (в Германии они составляют примерно EUR 350 млн). Недавно правительство Франции объявило о намерении утроить количество производимого биодизеля в период 2004 – 2007 гг. Для этого за тот же период нужно увеличить производство рапса более чем в два раза. Планируется, что недополученные налоговые доходы увеличатся до примерно EUR 1.2 млрд к 2010 г.⁸ В результате проведе-

⁸ См.: Доклад FR 5002 Отдела зарубежного сельского хозяйства при Департаменте сельского хозяйства США (USDA): *France Oilseeds and Products, New Incentives for Biofuel Production*. Washington DC, 2004.

ния политики льготного налогообложения цены на биодизель в Германии становятся конкурентными, несмотря на то что издержки его производства выше, чем при производстве традиционного дизеля (рис. 2). Поэтому неудивительно, что рынок производства биодизельного топлива — как в Германии, так и во Франции — переживает бурный рост.⁹

Рис. 2. Структура розничной цены на дизельное топливо в Германии



Источник: расчеты авторов по ценам на биодизель в Германии в 2005 г.; текущая цена в Беларуси.

В настоящее время дизель в Беларуси стоит примерно EUR 0.45 за литр. Это значительно меньше издержек производства биодизеля в Германии, составляющих примерно EUR 0.65 за литр. Если бы производство биодизеля стоило в Беларуси столько же, сколько и в Германии (то есть без учета налогов, затрат по логистике и прибыли), то только производственные издержки производства 1 литра биодизеля были бы примерно на 20 центов выше цены, которую белорусские потребители платят сегодня за обычный дизель. Этот пример иллюстрирует, что рост использования ВИЭ в Беларуси потребует или роста цен на традиционные энергоресурсы до уровня, близкого к издержкам производства ВИЭ, или прямого субсидирования производства ВИЭ в соответствующих размерах.

2.3. ВИЭ и сельское хозяйство

Во многих частях света ВИЭ все чаще рассматриваются как значительный шанс для развития сельского хозяйства. Большинство ВИЭ производятся с использованием ресурсов, предоставляемых сельским хозяйством (биомасса, древесина или площадки для установки ветровых турбин). По мере роста цен на традиционные источники энергии и снижения субсидий для фермеров во многих странах вследствие международных обязательств (ВТО), фермеры, особенно в ЕС и Северной Америке, все чаще задаются вопросом: что же им

⁹ Фактически в 2005 г. более половины всего рапса, выращенного в Германии, использовано не для потребления в качестве масла, а в качестве сырья для производства биодизеля. Аналогичная ситуация складывается и во Франции.

лучше производить в будущем — сельхозпродукцию для производства продуктов питания или энергии? Согласно некоторым данным, цены на традиционные виды топлива уже достигли того уровня, когда более выгодно преобразовывать некоторые сельскохозяйственные продукты в энергию, а не в продовольствие. Например, при текущих рыночных ценах на сахар и сырую нефть (примерно USD 40 за баррель) бразильским фермерам более выгодно производить из выращиваемого сахарного тростника этанол, а не сахар. Аналогично, при текущих ценах на нефть растительное масло (например, пальмовое масло в Юго-Восточной Азии) будет преобразовываться в энергию и уходить с рынка продовольственных товаров.

С одной стороны, эти тенденции можно воспринимать как хорошие новости для фермеров, которые страдают от низких цен и поэтому будут приветствовать любой дополнительный источник спроса на их продукцию. С другой стороны, они содержат некоторую опасность. В том же размере, в котором производство энергии “уводит” значительные ресурсы с рынка продовольствия, возрастут и цены на продовольствие. К тому же появится проблема доступности продуктов питания. Для нетто-импортеров продуктов питания (к их числу относятся и Беларусь) это может иметь негативные последствия. Более того, сельскохозяйственные рынки являются сложными рынками, полными неожиданных взаимосвязей. Рост спроса на биодизель, производимый на основе растительного масла (рапсового или пальмового), увеличит производство связанных с ним побочных продуктов (отходов — рапсового семени, пальмового экстракта). Это будет иметь положительные последствия для фермеров, которые покупают эти отходы как протеиновые кормовые добавки для домашнего скота, в то время как фермеры, производящие другие виды протеиновых кормов, столкнутся с убытками.

Существуют опасения, что ВИЭ используют как новый предлог для предоставления субсидий сельскому хозяйству, что приведет к ценовым искажениям на международных рынках ВИЭ, например, этанола и биодизеля, вместо существующих искажений на рынках сахара и семян масличных культур. Как обсуждалось выше, ВИЭ необязательно должны производиться национальными производителями; при некоторых условиях ВИЭ способствовать усилению энергетической безопасности страны, даже если они импортируются. Если производство ВИЭ в сельском хозяйстве станет таким важным, как этого многие ожидают, значит, необходимо признать, что проведение национальной политики по субсидированию их производства станет предметом будущих торговых переговоров. Поэтому каждой стране желательно избегать проведения такой политики в области ВИЭ, которая является способом предоставления неэффективных субсидий фермерам и раньше или позже станет объектом международных разбирательств. Производство ВИЭ должно быть основано на тех же принципах эффективности, что и производство продуктов питания. Фермеры, которые не могут обеспечить необходимые реструктуризацию производства, увеличение эффективности и улучшение управления при производстве сельскохозяйственной продукции, с большой долей вероятности не смогут достигнуть их и при производстве энергии.

ВИЭ могут оказывать воздействие на сельское хозяйство не только со стороны предложения (как потенциальный поставщик энергии), но и спроса (как потребитель). Фермы и местные сообщества зачастую расположены на больших расстояниях; издержки поставки в такие районы энергии от традиционных источников, как правило, высоки (инфраструктура, потери при передаче и пр.). В то же время энергия, произведенная с помощью сельскохозяйственных ВИЭ (биомасса, навоз и пр.), может быть относительно дешевой в месте ее производства. В некоторых странах ЕС увеличивается практика децентрализованного производства энергии в отдаленных сельских районах. Так, крупные фермы экспериментируют с системами обогрева, основанными на древесных брикетах, или используют рапсовое масло, произведенное на своих фермах, в качестве автотранспортного топлива; недавно целая деревня в Германии начала реализовывать проект, который позволит с помощью ВИЭ полностью обеспечить потребности в энергии. Однако пока еще рано делать выводы об эффективности любого из этих экспериментов.

3. Изменения в политике и рекомендации

- Сокращение энергоемкости белорусской экономики должно стать главным приоритетом при проведении энергетической политики, направленной на рост энергетической безопасности Беларуси. Мероприятия в этом направлении способствуют сокращению зависимости от импорта ТЭР, снижению негативных экологических последствий от производства энергии и росту общей конкурентоспособности белорусской экономики. Прежде чем хотя бы один рубль будет инвестирован в ВИЭ или любой другой местный вид энергии, необходимо оценить инвестиции этого рубля в рост энергоэффективности и воздействие на энергетическую безопасность.
- Энергетические тарифы для населения в Беларуси установлены в целом ниже уровня, обеспечивающего покрытие затрат на энергообеспечение¹⁰, к тому же они определенно ниже затрат на производство энергии на основе ВИЭ. Следовательно, даже если разница между издержками по производству ВИЭ и издержками традиционных видов энергии будет сокращаться вследствие роста цен на ископаемые виды топлива на мировых рынках и технологического прогресса в области ВИЭ, рост использования ВИЭ в Беларуси увеличит издержки субсидирования потребления энергии. Любые планы по увеличению потребления ВИЭ в Беларуси неизбежно столкнутся с вопросом о том, кто и как будет их финансировать. Существует достаточно доказательств отрицательных последствий практики предоставления энергетическими предприятиями энергии потребителям по ценам ниже издержек. Частные инвестиции в ВИЭ можно ожидать только тогда, когда инвесторы будут иметь обоснованные ожидания получения прибыли.

¹⁰ См.: АЗ 09/05.

- Преимуществом ВИЭ, по сравнению с другими энергоресурсами, является то, что использование ВИЭ благоприятно влияет на экологическую обстановку, например, за счет снижения выбросов парниковых газов. Однако данное преимущество не отражается в относительных ценах на ВИЭ или других источников энергии; цены на традиционные виды энергии не отражают экологические издержки, которые возникают вследствие их использования. Киотский протокол содержит механизмы, которые частично могут исправить этот дисбаланс. Беларуси нужно внедрить его стандарты и механизмы таким образом, чтобы проекты в области ВИЭ приносили наибольшую пользу.
- Существует множество способов государственной поддержки развития и использования ВИЭ. Они варьируются от поддержки исследований в области ВИЭ или инвестиционной поддержки производства и установки мощностей, которые работают на ВИЭ, например биогазовых установок или ветровых турбин, до субсидирования энергии, производимой с помощью ВИЭ. Выбор конкретного метода должен основываться на прозрачном и понятном анализе и сравнении издержек и выгод.
- Технологии в области ВИЭ быстро изменяются. Например, благодаря технологическому прогрессу годовая мощность средней ветровой турбины за последние 15 лет выросла в 100 раз, вес этих турбин снизился наполовину за последние 5 лет, а уровень шума — наполовину за последние 3 года. Издержки производства электроэнергии на ветровых установках упали с EUR 0.35 за 1 кВт.ч в 1980 г. до EUR 0.05 в 2004 г.¹¹ Цены на традиционные источники энергии также быстро изменяются. Следовательно, сегодня не существует способа узнать, какие технологии будут конкурентоспособными завтра. Возможно, некоторых технологий еще не существует в природе. Лицам, принимающим решения о политике в области ВИЭ, следует избегать решений, которые “замкнут” страну на определенные технологии, с течением времени рискующих стать неконкурентными. Примером политики, которой Беларуси следует избегать, является принятие немецкого закона “О возобновляемой энергии” (см.: АЗ 09/05), гарантирующего специальные тарифы на ВИЭ (энергию ветра, солнца, биогаз) в течение длительного периода времени. Мероприятия по поддержке ВИЭ должны четко ограничиваться во времени и регулярно анализироваться и пересматриваться.
- Инвестиции в исследования и развитие в области ВИЭ в Беларуси необходимо увеличить. Однако другие страны, например страны ЕС, значительно опережают Беларусь в этой области и пользуются преимуществами крупномасштабного производства в случае коммерческих технологий в сфере ВИЭ. Беларусь может воспользоваться этими знаниями, ей не нужно “изобретать колесо”, а нужно скорее присоединиться и сотрудничать с существующими организациями, работающими с ВИЭ. В результате Беларусь может использовать преимущества уже полученных знаний и достижений

¹¹ См. документы Европейской комиссии (2005): Energy RTD Framework Programme — “Success Stories”: http://europa.eu.int/comm/energy/res/publications/doc/energy_rtd_success_stories.pdf.

и сконцентрироваться на вопросах, имеющих для страны особое значение и требующих экспертизы.

- Есть мнение, согласно которому цены на ископаемые виды топлива достигли уровня, минимально приемлемого для производства энергии из определенных видов сельскохозяйственных культур. Например, текущий уровень цен на нефть приведет к тому, что растительное масло (например, пальмовое масло в Юго-Восточной Азии) будет использоваться для производства энергии, а не в качестве продукта питания. Хотя еще рано делать какие-то более точные предсказания и можно только строить предположения, эти тенденции могут повлиять на мировой рынок продовольствия и соотношения цен в сельском хозяйстве. При определении политики в области ВИЭ в Беларуси необходимо отслеживать эти тенденции и инвестировать в экспертный анализ этих воздействий на внутреннюю политику.
- Развитие ВИЭ может дать импульс для развития сельского хозяйства и отдаленных районов. ВИЭ создают новые рынки для сельскохозяйственных продуктов (и производства электроэнергии вместо или совместно с производством продуктов питания) и предоставляют возможности выгодного местного децентрализованного энергообеспечения для отдаленных районов. Однако возможности, которые несут в себе ВИЭ, не должны использоваться как новый предлог для неэффективных сельскохозяйственных субсидий. Производство ВИЭ должно быть основано на тех же принципах эффективности, что и производство продуктов питания. Фермеры, которым не удаются реструктуризация производства, улучшение менеджмента и рост эффективности при производстве продуктов питания, вряд ли преуспеют в производстве энергии.

Литература

1. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 гг. Минск, 2005.
2. Climate Change Initiative Website: www.climate.org.ua/projects/inv_projects.html.
3. EU Commission (2005): Energy RTD Framework Programme – “Success Stories”: http://europa.eu.int/comm/energy/res/publications/doc/energy_rtd_success_stories.pdf.
4. Nitsche M. (2005) *Biotreibstoffe in Brasilien*. Free University of Berlin.
5. Scientific Engineering Centre “Biomass”: <http://www.biomass.kiev.ua/>.
6. United States Department of Agriculture (USDA) (2004) Foreign Agriculture Service GAIN Report Number FR 5002: *France Oilseeds and Products, New Incentives for Biofuel Production*. Washington DC, 2004.

Возобновляемые источники энергии Беларуси: прогноз, состояние, механизмы реализации

*Д. т. н. Ермашкевич В. Н., Румянцева Ю. Н., Пилецкий К. В.,
Институт экономики НАН Беларуси*

Современная экономическая ситуация в Беларуси предполагает реформирование деятельности всех отраслей народного хозяйства. Одной из составляющих такой реструктуризации является изменение структуры потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) с выходом на максимально эффективное их использование. Беларусь относительно проблемы использования ТЭР на современном этапе сталкивается со следующими факторами: существенным повышением цен на данный вид ресурсов; увеличением доли энергозатрат в себестоимости продукции отраслей народного хозяйства; увеличением зависимости от изменения цен на импорт ТЭР. Положение дел можно существенно улучшить за счет вовлечения в структуру действующего энергетического хозяйства возобновляемых видов топлива и источников энергии (ВИЭ), использованию которых в мировой практике уделяется большое внимание.

Суммарный энергетический потенциал характерных для Беларуси возобновляемых видов топлива и источников энергии, а также вторичных энергоресурсов в 2003 г. составлял в среднем 11.825 млн т условного топлива, к 2015 г. он может достигнуть (среднее значение) 14.725 млн т условного топлива, к 2020 г. — 19.225 млн. т условного топлива (см. табл. 1). Указанный потенциал может быть реализован только в случае внедрения передовых энергоэффективных технологий и оборудования.

Анализ фактического использования ВИЭ в республике на данном этапе указывает на неудовлетворительные результаты освоения этого энергетического потенциала: до сих пор не создано ни одной биоэнергоустановки; медленно ведутся работы по освоению солнечной энергии; древесная биомасса как возобновляемый источник энергии используется в малом объеме при практическом отсутствии инфраструктуры; ветроэнергетические установки отечественного производства (ВЭУ) показали неудовлетворительные результаты в процессе эксплуатации.

Для эффективного решения проблемы освоения и использования ВИЭ соответствующие работы должны содержать три основных этапа:

- 1) оценка потенциала с укрупненным технико-экономическим обоснованием каждого из возобновляемых энергоисточников с учетом природных условий, местности и достигнутого мирового уровня технического развития в области использования этих источников энергии;

2) создание условий по изготовлению или приобретению необходимого энергетического оборудования с возможностью адаптации к условиям Беларуси, создание нормативно-правовой базы и необходимой инфраструктуры в части обеспечения эксплуатации и сервисного обслуживания;

3) проведение детальных технико-экономических обоснований (бизнес-планов) эффективного использования каждого из возобновляемых энергоисточников применительно к конкретным условиям на основе существующей нормативно-правовой базы, ценовой политики, уровня технического обслуживания и его достаточности.

Таблица 1. Потенциал возобновляемых видов топлива и источников энергии, вторичных энергетических ресурсов в Республике Беларусь*

Возобновляемые источники энергии и вторичные энергоресурсы	Экономия (замещение) топлива, млн т условного топлива/год
1. Энергия ветра	1.9–2.0
2. Энергия солнца**	–
2.1. Горячее водоснабжение	0.25–0.5
2.2. Производство электроэнергии	0.25
3. Энергия биомассы	–
3.1. Древесные отходы и растительная биомасса (с учетом создания энергетических плантаций)	4.1 (2003 г.). 7.0 (2015 г.). 10–13 (2020 г.)
3.2. Производство биогаза из сельхозотходов	1.25–1.75
3.3. Торф	1.2
4. Энергия малых рек	0.11–0.15
5. Низкопотенциальное тепло земли и технологические выбросы	1.5–2.0
6. Энергия пара котельных	0.32
7. Энергия давления природного газа	0.25
Итого:	11.825 (2003 г.); 14.725 (2015 г.); 19.225 (2020 г.)
8. Для справки:	
– собственная добыча нефти	1.8 млн т
– попутного нефтяного газа	0.245 млрд м ³

* Данные таблицы приведены, исходя из природных условий республики и при использовании энергетического оборудования зарубежных фирм, хорошо зарекомендовавшего себя в эксплуатации в сходных условиях.

** Данные по солнечной энергетике получены исходя из того, что: 1) 1 м² гелиоколлектора позволяет экономить 270–450 кВт·ч в год электроэнергии; 2) ввиду увеличения строительства индивидуальных домов со все возрастающим теплопотреблением и с учетом опыта развитых стран со сходными климатическими условиями количество гелиоколлекторов для теплообеспечения жилых домов бралось равным 10 млн м².

Первые два этапа решаются на государственном уровне, третий – на уровне субъектов, непосредственно осваивающих конкретный возобновляемый энергоисточник или комплекс этих энергоисточников.

Биомасса органических отходов

В настоящее время, несмотря на неоднократные включения в Государственные программы заданий по созданию биогазовых установок (БГУ), реально действующих объектов на территории Республики Беларусь не существует. Создание БГУ (на основе опыта развитых государств, где освоено это направление) включает решение трех задач: экологической, агрохимической, энергетической — что и определяет экономическую эффективность БГУ. При этом производство и использование биогаза является замыкающей стадией производства и не всегда определяющей составляющей.

Энергетический потенциал отходов жизнедеятельности домашних животных приведен в табл. 2, а выход биогаза при сбраживании различных сельскохозяйственных культур и бытовых отходов — в табл. 3.

Таблица 2. Энергетический потенциал отходов домашних животных

Показатели	Вид скота или птицы – живой массы			
	КРС на откорме (454 кг)	Молочные коровы (454 кг)	Птица (2.3 кг)	Свиньи (45.5 кг)
Выход навоза, кг/гол. в сутки	50	45	0,3	3,5
Выход биогаза, м ³ /гол. в сутки	2.43	1.62	0.02	0.32

Таблица 3. Выход биогаза при сбраживании различных сельскохозяйственных культур и бытовых отходов

№ п/п	Вид сырья	Выход биогаза, м ³ /1 т сухих веществ	Эквивалент, кг условного топлива
1	Навоз крупного рогатого скота	200–400	160–320
2	Навоз свиней	до 600	до 480
3	Помет птицы	до 660	до 530
4	Ботва, травы	400–600	320–480
5	Солома злаковых	300–400	240–320

Количество получаемого биогаза зависит от многих факторов. Эффективность работы системы сбраживания оценивают по выходу биогаза. Среднее значение выхода биогаза с 1 м³ биореактора равно 1.5 м³. Это считается достаточно хорошим результатом.

В табл. 4 приведены основные характеристики, которые могут быть получены в результате переработки навоза и куриного помета в биоэнергоустановках для определенного количества животных и птицы. Исходя из приведенных в табл. 4 данных следует, что 160 тыс. т условного топлива может быть получено от 500 тыс. голов. В 2003 г. в Беларуси насчитывалось 4005 тыс. голов крупного рогатого скота, 3330 тыс. голов свиней, 137 тыс. овец и коз, 202 тыс. лошадей, 25 млн птиц. Расчеты показывают, что только в результате использования отходов от крупного рогатого скота может получить биогаз в эквиваленте использования 1.28 млн т условного топлива.

Таблица 4. Показатели, характеризующие результат переработки отходов органического происхождения в биогазовых установках на крупных комплексах и фермах

Характеристика	Свинокомплекс на 24 тыс. гол.	Ферма КРС на 1000 гол.	Птицефабрика на 50 тыс. гол.
1. Суточный выход навоза с влаж. 90% и помета с влаж. 75%, т	144	85	100
2. Характеристика биогаза:			
– суточный выход, тыс. м ³	6.0	2.2	10.0
– содержание метана, %	65–70	55–60	65
– товарный биогаз, тыс. м ³ /сутки	3.0	1.1	5.0
– годовой выход товарного биогаза, тыс. м ³	1100	400	1800
3. Товарное производство энергии в год:			
– электроэнергии, млн кВтч.	1.8	0.67	3
– тепловой энергии, ГКал.	1548	576	2580
4. Годовой выход удобрений, млн т (по сухим веществам)	2.8	1.2	5

Организация производства биогаза, органических удобрений эффективна для крупных и малых хозяйств. Табл. 5 и 6 наглядно иллюстрируют возможность производства тепла и электроэнергии из отходов животных и кур применительно к небольшим индивидуальным хозяйствам.

Таблица 5. Количество домашних животных, обеспечивающих выход биогаза, эквивалентного норме потребления природного газа на 1 человека

Назначение газа	Годовая норма расхода газа на 1 чел		Число животных или птицы, обеспечивающих выход газа, соответствующее норме газопотребления на 1 чел.		
	МКал	т у. т.	КРС	Свиньи	Куры
1. Приготовление пищи (плита)	640	0.116	1.5	6	15
2. Приготовление пищи и горячее водоснабжение (плита, водонагреватель)	800	0.182	2	9	23

Таблица 6. Сопоставление суточного расхода биогаза для производства электроэнергии с режимами работы отдельных типов электростанций

Показатели	Тип электростанции		
	АПЭС–3.5	АПЭС–7	АПЭС–14
Тип газового мотор-генератора	23–4 РГ	13–8 РГ	28–16 АГ
Мощность, кВт	3.5	7	14
Напряжение, В	230	400	400
Расход биогаза в сутки, м ³ /сут.	50	109	264

Оценки показывают, что годовая потребность в биогазе для обогрева жилого дома составляет около 45 м³ на 1 м² жилой площади; суточное потребление при

подогреве воды для 100 голов КРС — 5–6 м³. Потребление биогаза при сушке сена (1 т) влажностью 40% равно 100 м³, 1 т зерна — 15 м³, для производства 1 кВт ч электроэнергии потребуется 0.6–0.7 м³. Приведенные данные указывают на возможность выбора оптимального количества животных и птиц, а также оборудования для обеспечения комфортных условий труда и быта. Практическое решение этих вопросов требует комплексного учета всех факторов.

Несмотря на хорошие потенциальные возможности по производству эффективных органических удобрений, производству биогаза с последующим получением тепловой и электрической энергии и улучшению экологической обстановки, особенно вблизи комплексов, в республике эти возможности не используются. В Программе увеличения использования местных видов топлива и нетрадиционных источников энергии на 2003–2005 гг. и на период до 2010 г., одобренной постановлением Совета министров Республики Беларусь от 27 декабря 2002 г. № 1820 "О дополнительных мерах по экономному и эффективно-му использованию топливно-энергетических ресурсов", были запланированы: *"разработка бизнес-планов и привлечение внешних инвестиций в строительство биогазовых установок, адаптированных к условиям Беларуси; организация внедрения биогазовых установок на животноводческих и птицеводческих комплексах республики"*. К тому же Целевой программой обеспечения в республике не менее 25% объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 г., утвержденной постановлением Совета министров Республики Беларусь от 30 декабря 2004 г. № 1680, предусмотрены: *"разработка проекта и введение в эксплуатацию установок на биогазовых технологиях на базе крупных животноводческих и птицеводческих хозяйств"* со сроком исполнения в 2005–2012 гг.

Древесная биомасса

Беларусь располагает значительными лесосырьевыми ресурсами, рациональное и комплексное использование которых имеет важное экономическое значение. Так, использование древесного сырья совместно с торфом уже в 2000 г. могло заменить около 6.3 млн т условного топлива, а к 2020 г. с учетом использования энергетических плантаций этот объем может быть доведен до 10–13 млн т условного топлива (см.: п. 3. 1, табл. 1). Дальнейшее упрочнение позиций лесного сектора экономики может быть обеспечено, прежде всего, за счет опережающего развития производств, перерабатывающих малоценное и вторичное древесное сырье. Это должно составлять основу стратегии развития лесопромышленного комплекса и его сбалансированности с учетом размерно-качественной характеристики древесного сырья и потребностей народного хозяйства и населения. Экономия от замены импортируемых ТЭР на энергетические ресурсы, получаемые из древесного сырья, только по лесопромышленному комплексу, может составить около USD 50 млн. Важнейшим направлением в импортозамещении различных видов топлива могут и должны стать энергетические плантации, а также выращивание рапса с переработкой в рапсовое

масло технического и другого назначения, равно как и других сельскохозяйственных культур.

При соответствующей организации работ по заготовке и производству древесного топлива, а также при использовании фитомассы растущих растений, некоторых отходов сельскохозяйственного производства и при выращивании энергетических плантаций замещение импорта ТЭР могло бы достигнуть значений, приведенных в табл. 7. С 2011 г. за счет биомассы может быть удовлетворено 25–30% потребностей в топливе в целом, а с 2021 г. — 35–45%. В этом случае под энергетическими плантациями будет занято от 5 до 15% территории страны (максимально 3.3 млн га).

Таблица 7. Замещение импорта ТЭР за счет различных видов древесной биомассы, млн т условного топлива

Вид топлива	Периоды времени, годы			
	2005–2010	2010–2015	2015–2020	после 2020
1. Древесно-топливное сырье	2.15–3.21	2.42–3.8	2.7–4.0	2.7–4.0
2. Биомасса быстрорастущих растений на выработанных торфяниках	–	0.3	0.3	0.3
3. Отходы растениеводства, ТБО, лигнин	0.3	0.5	0.5	0.5
4. Энергетические плантации:				
– береза, ива, тополь, ольха серая (оборот рубки ~ 10 лет)	–	0.55–1.1	0.55–1.1	0.55–1.1
– ель, сосна, пихта (оборот рубки около 20 лет)	–	–	–	0.9–3.5
Итого:	2.45–3.51	3.77–5.7	4.05–5.9	4.95–9.4

Необходимо разработать экономический механизм управления энергетической переработкой малоценного и вторичного сырья, создания энергетических плантаций, производства масел из рапса и т. д., носящий системный и комплексный характер и включающий как административно-организационные мероприятия, так и меры макроэкономического характера. При этом должны быть успешно решены все стадии технологического процесса — от выращивания сырья и переработки его в топливо до поставки топлива потребителю и производства тепловой и электрической энергии. Это позволит решить следующую двуединую задачу: снизить зависимость страны от внешних поставок энергоресурсов и создать предпосылки для более эффективного использования малоценного и вторичного древесного сырья в лесопромышленном комплексе, задействовать отечественный научно-технический потенциал, трудовые, производственные и интеллектуальные ресурсы Беларуси, существенно улучшить экологическую обстановку.

Торф

В последнее время ежегодные объемы добычи торфа стабилизировались на уровне 2–3 млн т и определяются в основном добычей торфа для топливно-

энергетических нужд предприятиями концерна “Белтопгаз” Министерства энергетики Республики Беларусь. Добыча торфа для сельскохозяйственного использования (в качестве удобрений) предприятиями Министерства сельского хозяйства и продовольствия Республики Беларусь практически прекращена. Для обеспечения производства торфяной продукции в республике концерн “Белтопгаз” в 2003 г. добыл 1.833 млн т торфа, в 2004 г. — 2.41 млн т. В целом на пятилетку потребность в торфе составляет 11.632 млн т. В следующей пятилетке (2006—2010 гг.) ожидается незначительное увеличение добычи торфа — до 13 млн т при снижении ежегодной добычи к концу пятилетки от 3 млн до 2 млн т. В 2011—2020 гг. планируется постепенное снижение ежегодной добычи торфа от 2 млн до 1.6 млн т. В целом за этот период будет добыто 18 млн т торфа. Предприятия торфяной промышленности разрабатывают 46 месторождений торфа с эксплуатационными запасами около 111 млн т (на 1 января 2005 г.) при условной 40% влажности, из которых пригодны для производства торфяного топлива 78.2 млн т и 32.8 млн т для использования в сельском хозяйстве. При этом на отведенных предприятиям концерна “Белтопгаз” 11.2 тыс. га площадей торфяных месторождений залегает около 32 млн т торфа, в том числе около 22 млн т для производства топливных брикетов и 10 млн т для сельскохозяйственного использования. Запасы на оставшейся неотведенной части сырьевых баз (18,1 тыс. га) для производства брикетов составляют около 55 млн т. Имеющиеся сырьевые ресурсы обеспечивают предусматриваемые объемы добычи торфа и производства торфяной продукции вплоть до 2021 г. Остаточные разведанные запасы торфа по состоянию на 01.01.2021 г. на сырьевых базах предприятий топливной промышленности составят около 78.723 млн т, то есть при годовой потребности торфа около 2 млн т республика обеспечена запасами торфа еще на 40 лет вперед.

Следует отметить, что использование торфа для производства тепловой и электрической энергии на малых ТЭЦ требует детального технико-экономического анализа с учетом социально-экономических и экологических факторов.

Ветроэнергетика

Беларусь располагает достаточно высоким ветроэнергетическим потенциалом. На ее территории выявлено 1840 площадок. Обозначенные площадки под ветроэнергетику — это, в основном, гряды холмов высотой от 20 до 80 м., где можно разместить от 5 до 20 ВЭУ на одной площадке. Выборочные обследования зон внедрения ветротехнического оборудования на территории Беларуси показали, что при правильном выборе места установки ветроагрегата (на возвышениях, открытой местности, на берегах водных массивов и т. п.) средняя скорость ветра достигает 6—7.8 м/с. Наиболее эффективно использовать ветротехнику на территориях зон со среднегодовыми скоростями ветра 6.5 м/с и более. К таким районам относятся: возвышенные районы большей части севера и северо-запада Беларуси: Гродненская область, центральная зона Минской области, Витебская возвышенность.

Гарантированная выработка утилизируемой энергии ветра на этой территории составит более 20,5 млрд кВт·ч. Для примера, такая выработка энергии может быть получена при использовании 13700 ВЭУ единичной мощностью 500 кВт или 6850 ВЭУ единичной мощностью 1000 кВт. Использование только зон с повышенной активностью ветра гарантирует выработку энергии ВЭУ до 6,5–7,5 млрд кВт·ч с замещением органического топлива в объеме 1,9–2,0 млн т условного топлива. Такая выработка энергии может быть получена при использовании 4700 ВЭУ единичной мощностью 500 кВт или 2350 ВЭУ единичной мощностью 1000 кВт.

Эффективность работы ВЭУ определяется *стоимостью сэкономленного топлива и сравнительной эффективностью вытесняемых генерирующих установок*. Стоимость ВЭУ зависит от удельных капитальных вложений в ВЭУ и установленной мощности ВЭУ. Чтобы ВЭУ были экономически конкурентоспособными, *себестоимость вырабатываемой электроэнергии не должна превышать себестоимость вырабатываемой энергии от традиционных источников*, что обеспечивается путем уменьшения удельных капитальных вложений в ветроэнергетику и увеличения использования установленной мощности ВЭУ. В результате проведенных исследований проанализировано влияние технико-экономических показателей ВЭУ на величину себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ; выявлены тенденции изменения себестоимости в зависимости от: капитальных затрат в ВЭУ, времени работы оборудования; установленной мощности оборудования. Так, например, при работе ВЭУ в течение 3000 ч/год себестоимость электроэнергии колеблется в пределах 1,8–4,0 цента/кВт·ч, при снижении времени работы ВЭУ до 2000 ч/год себестоимость электроэнергии увеличивается до 5 центов/кВт·ч. Результаты исследований отражены в Приложении 1.

На первом этапе развития ветроэнергетики в республике целесообразно использовать хорошо зарекомендовавшие себя в эксплуатации ВЭУ иностранного производства с постепенным развитием собственного производства: от изготовления комплектующих до полной комплектации. Одновременное освоение полного цикла производства (да еще новой конструкции ВЭУ) приведет к большим издержкам, длительному внедрению, нерентабельности производства электроэнергии на ВЭУ. Правильность последнего вывода и ошибочность ориентации на создание ВЭУ только роторного типа собственного производства в Беларуси подтверждается следующим обстоятельствами:

- при создании ВЭУ мощностью 100 кВт была достигнута мощность 60 кВт; эта ВЭУ разрушилась и в дальнейшем не восстанавливалась; работы над ВЭУ указанной мощности были прекращены;
- при создании ВЭУ мощностью 250 кВт после поломки одного из 4-х роторов ВЭУ продолжает эксплуатироваться с двумя роторами на щадящих режимах 30–55 кВт в течение 1–2 ч. в сутки вместо работы на мощности, соответствующей реальной скорости ветра.

В то же время опыт эксплуатации ВЭУ мощностью 270 кВт фирмы “Нордекс” и мощностью 600 кВт фирмы “Якобс”, установленных в пос. Дружный Мядель-

ского района (район озера Нарочь), подтверждает эффективность работы традиционных лопастных ВЭУ в условиях Беларуси.

Солнечная энергетика

Международный опыт показывает, что солнечная энергия в европейских странах, имеющих близкие к белорусским климатические условия, эффективно используется для нагрева воды и производства электрической энергии. Потенциал солнечной энергии Беларуси достаточно высок; при использовании хорошо зарекомендовавших себя в эксплуатации солнечных энергоустановок западного производства возможно обеспечить теплотребление индивидуальных домов и коттеджей, а также удовлетворение технологических нужд отдельных производств сельскохозяйственного, производственного и др. назначения. В республике существует опыт создания солнечных установок, однако их практическая реализация не всегда дает ожидаемый экономический эффект.

Для рационального использования солнечной энергии в республике необходимо:

- осуществлять проектирование и поддерживать строительство только энергоэффективных домов "солнечной архитектуры" с теплотреблением не более 100 кВт·ч/м²; выдачу кредитов и предоставление других льгот осуществлять только на строительство вышеуказанных домов;
- организовать производство солнечных коллекторов и фотоэлектрических установок с учетом опыта зарубежных фирм Дании, Голландии, Германии, Австрии, России, Украины, в том числе и путем создания совместных предприятий;
- организовать рекламу эффективного использования гелиотехнологий на базе создания реальных эффективных демонстрационных объектов с привлечением различных средств массовой информации: радио, телевидение, печать, рекламные проспекты;
- организовать создание демонстрационных объектов с использованием домов солнечной архитектуры (например, "Солнечный дом XXI века": автор — научный руководитель ЗАО "Консалтинг-центр 'Нанобиология'", к. т. н., профессор А. М. Ильянок).

Гидроэнергетика

Беларусь — относительно равнинная страна, имеющая ограниченные гидроэнергетические ресурсы. Опыт использования ГЭС в Беларуси насчитывает более 50 лет. Так, в начале 1960 г. в республике действовало примерно 180 ГЭС общей установленной мощностью 21 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии 88 млн кВт·ч. Развитие большой энергетики и курс на индустриализацию Беларуси привели к консервации и прекращению эксплуатации многих действующих ГЭС.

В настоящее время проведен детальный анализ возможности задействования (с учетом модификации) ранее действующих ГЭС и строительства новых. В бассейнах Немана и Западной Двины возможно строительство 35 ГЭС суммарной установленной мощностью в 260 МВт. Экономия топлива при этом составит 0.11–0.15 млн т условного топлива. Однако принимать решение о строительстве малых ГЭС необходимо, исходя не из объемов выработки энергии, а из суммарной экономической выгоды с учетом экологической приемлемости, сельскохозяйственной целесообразности, социальной значимости и др. обстоятельств.

Имеются также возможности строительства малых ГЭС в бассейнах рек Днепр и Сож, а также создание русловых каскадов малых ГЭС. Указанные возможности еще находятся в стадии изучения, так как это потребует строительства водохранилищ с затоплением значительной территории пойменных земель.

Низкопотенциальное тепло земли и окружающей среды

Рациональное и эффективное использование топлива, потребляемого в огромных количествах для целей промышленного и бытового теплоснабжения, является важнейшей государственной задачей. Широкое применение в Республике Беларусь теплоэлектроцентралей, совместно вырабатывающих тепло и электрическую энергию, сокращает потребление топлива для теплоснабжения. Наряду с этим другим эффективным, но пока еще мало распространенным в Республике Беларусь средством теплоснабжения являются теплонасосные установки (ТНУ), широко используемые в мировой практике. С помощью ТНУ можно эффективно осуществлять трансформацию электрической энергии в тепловую энергию при использовании незначительного количества низкопотенциального тепла. Во многих случаях применение теплонасосных систем способно привести к значительной экономии топлива. С использованием температуры окружающей среды и с применением ТНУ можно эффективно получать и хладоресурс.

В Беларуси мало используется высокий потенциал низкопотенциального тепла и холода для различных целей с применением тепловых насосов. Производство собственных ТНУ не налажено, несмотря на то что ТНУ имеют общие принципы работы и производства самих агрегатов с холодильной техникой, освоенной промышленностью Беларуси на высоком уровне.

Использование перепадов давлений для производства энергии

Энергия избыточного давления пара котельных. Ряд котельных, работающих на органическом топливе, вырабатывает пар высокого давления (1.3–1.4 МПа). Однако в технологии производства продукции используется пар пониженного давления (~0.6 МПа и ниже). Избыточное давление пара уменьшается с помощью редукционно-охладительной установки, и энергия пара теряется. Снижение давления до требуемого значения может быть произведено с помощью

установки противодавленческой турбины. В этом случае котельная превращается в малую ТЭЦ, производящую тепловую и электрическую энергию. Анализ показывает, что с помощью такого метода может быть произведена электрическая энергия, эквивалентная потреблению 0.32 млн т условного топлива в год. В Беларуси начался перевод котельных в малые ТЭЦ с помощью монтажа на котельных противодавленческих турбин. Такой перевод требует учета ряда факторов, которые не всегда рассматриваются. Это приводит к снижению экономической эффективности как создаваемых малых ТЭЦ, так и энергосистемы в целом. Одним из важнейших требований является учет фактора работы малой ТЭЦ в непосредственной близости от крупных ТЭЦ, а также максимальная продолжительность работы малой ТЭЦ в комбинированном режиме, то есть при максимальном использовании производимой тепловой энергии.

Энергия избыточного давления природного газа. В магистральных газопроводах, по которым природный газ транспортируется на значительные расстояния, давление газа на уровне 5.0–3.5 МПа поддерживается с помощью компрессорных станций. Это позволяет перекачивать потребителям большие объемы газа, чем при пониженном давлении. Однако к потребителям газ поступает под давлением 1.2 или 0.6 МПа. Снижение давления осуществляется регулятором с безвозвратной потерей энергии. Снижение давления может быть произведено с помощью турбодетандерной установки. В этом случае производится электрическая энергия с понижением температуры природного газа до отрицательных значений. Получаемый при этом хладоресурс может быть использован для других технологических целей. Анализ показывает, что с помощью такого метода производится электрическая энергия, эквивалентная потреблению 0.25 млн т условного топлива в год. В настоящее время в Беларуси, на Лукомльской электростанции, создан и успешно функционирует турбодетандерный энергоблок установленной мощностью 5 МВт. Другие возможности установки турбодетандерных блоков на газораспределительных станциях, а также вблизи ТЭС пока не использованы.

Необходимо отметить, что потенциал использования перепадов давления в трубопроводах, а также энергии пара котельных, равный 0.67 млн т условного топлива, в 6 раз превосходит потенциал энергии малых рек и не связан с отчуждением земель для затопления и, как следствие, с ухудшением экологической обстановки в целом. Кроме этого, работа турбодетандерных энергоблоков непрерывна, в то время как ГЭС работают ограниченное время вследствие изменения напора воды в течение года.

Комплексное использование возобновляемых источников энергии

Традиционный централизованный подвод электроэнергии, тепла и газа к индивидуальным жилым домам и сельскохозяйственным объектам не оправдывает себя в сельской местности, так как требует больших капитальных затрат на создание энергетических магистралей, отчуждения для этих целей земель. В то же время сельскохозяйственные объекты, разбросанные по территории на значительных расстояниях друг от друга, требуют небольших энергетических

мощностей с задействованием их в определенные периоды времени. Сложившаяся практика обеспечения сельской местности различными видами энергии не способствует созданию комфортных условий проживания. Кроме того, все сельскохозяйственное сырье, включая животных и получаемое от крупного рогатого скота молоко, направляется в города на значительные расстояния для переработки. Это вызывает большие потери, снижает заинтересованность производителей сырья, вызывает ряд негативных моментов между производителями сырья и переработчиками. Данные проблемы разрешимы при разработке и внедрении комплексных схем энергетики на возобновляемых источниках, что позволит: обеспечить население в достаточном количестве высококачественными продуктами питания; уменьшить себестоимость продукции; создать дополнительные рабочие места, решить вопросы занятости городского и сельского населения; повысить жизненный уровень городского и сельского населения.

Комплексное использование ВИЭ является экономически оправданным для хозяйств различного направления: мясомолочное производство; тепличные хозяйства; птицефабрика; комплексное производство продукции. Каждый агротехнический комплекс действует как самостоятельный субъект хозяйствования. Однако в совокупности они решают общие задачи: экологические, социальные и экономические. Разработка комплексных энергосистем с ВИЭ должна осуществляться с позиций системного подхода. В каждом конкретном случае необходимо учитывать, что любая энергосистема представляет собой сложную систему, состоящую из совокупности взаимосвязанных неотделимых друг от друга, функциональных технологических элементов (преобразователи, накопители и т. п.), а капитальные затраты на строительство и оборудование этих элементов практически всегда значительны. Энергосистемы с ВИЭ являются многопараметрическими и многосвязными системами, взаимодействующими как с традиционными энергосистемами, так и при достаточном количестве между собой. Комплексное использование ВИЭ позволяет с большей степенью надежности обеспечить потребителей тепловой и электрической энергией, так как в некоторой степени компенсирует неравномерность получения энергии отдельно от солнечной радиации, ветра и других источников возобновляемой энергетики.

В Приложении 2 приведены: типовая схема сельхозпредприятия (*агрогородка*), построенная на базе колхоза/совхоза; типовая схема фермерского хозяйства с комплексным использованием возобновляемых источников энергии.

Механизмы реализации энергопотенциала ВИЭ

В ряде программ различного уровня предусматривается создание и внедрение объектов и технологий на базе использования различных возобновляемых источников энергии с финансированием всех мероприятий и объектов. При этом утверждаются различные положения, способствующие привлечению инвестиций банков. Несмотря на принятые организационные, финансовые и право-

вые механизмы, утвержденные в программах мероприятия по созданию и внедрению конкретных энергетических объектов в большинстве своем не выполнены: объекты либо не созданы вообще, либо параметры созданных объектов существенно уступают западноевропейским аналогам. В то же время расчетный срок окупаемости запланированных энергоустановок, использующих местные виды топлив и возобновляемые источники энергии, составляет в большинстве случаев до семи лет. Это указывает на их достаточно высокую эффективность. Однако отсутствие фактических данных по внедрению некоторых энергоустановок и по их экономической эффективности не дает возможности оценить реальную окупаемость.

Для решения проблемы эффективного освоения ВИЭ в Беларуси на данном этапе целесообразно следующее:

- законодательное закрепление отнесения освоения возобновляемых видов топлива и возобновляемых источников энергии к ряду приоритетных с разработкой соответствующего плана мероприятий;
- рассмотрение на государственном уровне выполненных специалистами оценок возобновляемых видов топлива и возобновляемых источников энергии, признание реального энергетического потенциала и уточнение концепции экономного и рационального их использования не с позиций наличия или отсутствия соответствующего оборудования, а с позиций природно-климатических факторов и достигнутого мирового опыта использования этого потенциала;
- создание научно-исследовательского центра или группы центров, занимающихся исключительно вопросами анализа использования энергии от возобновляемых видов топлива и возобновляемых источников энергии в условиях Беларуси по конкретным направлениям;
- на начальных этапах развития энергетики на возобновляемых видах топлива и источниках энергии в республике целесообразно использование хорошо зарекомендовавшие себя в эксплуатации технологий и установок иностранного производства с постепенным развитием собственного производства: от изготовления комплектующих до полной комплектации. При этом возможно использование оборудования, не отработавшего свой срок эксплуатации, а подлежащего замене с созданием более совершенных видов оборудования;
- разработка отдельных программ освоения конкретных видов возобновляемых источников энергии, содержащих адресную государственную поддержку, пути привлечения инвестиций иностранных фирм, частных инвесторов Беларуси, банков;
- разработка стандартов, технических требований и рекомендаций по производству, отработке и эксплуатации установок; организация системы сертификации оборудования;
- введение государственной и независимой экспертиз проектов и программ в области освоения энергии на возобновляемых источниках на всех этапах

(принятие решения для разработки, внедрение, эксплуатация опытных образцов и др.).

В качестве документа, отражающего направления реализации потенциала возобновляемой энергетики в Беларуси, разработан проект постановления Совета министров Республики Беларусь "О развитии малой и возобновляемой энергетики" (см.: Приложение 3).

Литература

1. Ермашкевич В. Н. (1997) *Возобновляемые источники энергии Республики Беларусь: прогноз, пути практической реализации* (По материалам постоянно действующего семинара "Природные ресурсы и возобновляемые источники энергии — как источники энергообеспечения" в Минском международном образовательном центре). Мн.: Право и экономика. 232 с.
2. Ермашкевич В. Н., Румянцева Ю. Н. (2004) *Возобновляемые источники энергии Беларуси: прогноз, механизмы реализации: Учебн. пособие*. Мн.: НО ООО "БИП—С". 121 с.
3. Ермашкевич В. Н., Мещерякова Е. В. (2001) *Биомасса — топливно-энергетические ресурсы Беларуси. Механизм реализации потенциала*. Мн.: ИООО "Право и экономика". 81 с.
4. Методические указания по обоснованию и разработке схемы размещения площадок под ветроэнергетические установки на территории Республики Беларусь (1995). Отчет о НИР № 12488—02. Т. 1. Мн.: Белэнергосетьпроект.
5. Формирование информационного банка данных по ветроэнергетическому потенциалу в зонах предполагаемого внедрения ветроэнергетических установок. Заключительный отчет о НИР (1998). В 2-х кн. Кн. 1. ГНТП "Городское хозяйство". Тема 06.4.1. Мн.: НППП "Ветромаш"
6. Республиканская программа по энергосбережению на период до 2000 г., одобренная постановлением Кабинета министров Республики Беларусь от 13 июня 1996 г. № 391.
7. Республиканская программа энергосбережения на 2001—2005 гг., одобренная постановлением Совета министров Республики Беларусь от 16 января 2001 г. № 56.
8. Основные направления энергетической политики Республики Беларусь на 2001—2005 гг. и на период до 2015 г., одобренные постановлением Совета министров Республики Беларусь от 27 октября 2000 г. № 1667.
9. ГНТП "Разработать, организовать производство и внедрить новые энергосберегающие технологии и технику, а также механизмы их реализации, обеспечивающие снижение энергоемкости народного хозяйства республики" ("Энергосбережение") на 1996—1998 гг. и 1999—2000 гг.

10. Magazine for renewable energies "New Energy". 2003. № 1 – 3.
11. Целевая программа обеспечения в республике не менее 25 процентов объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года, утвержденная постановлением Совета министров Республики Беларусь от 30 декабря 2004 г. № 1680. Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. 2005. № 4. 5/15414.
12. Концепция энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь, утвержденная указом президента Республики Беларусь от 25 августа 2005 г. № 399.
13. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006 – 2010 гг., утвержденная указом президента Республики Беларусь от 25 августа 2005 г. № 399.

Приложение 1

Расчет себестоимости электроэнергии от ВЭУ–800 (фирма “НОРДЕКС”)

Исходные данные

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Размерность	Величина
1	Установленная мощность	N	кВт	800
2	Объем отпускаемой энергии (с учетом 10%-й страховой скидки)	W	кВт.ч	2152000
3	Годовое число использования установленной мощности	h	час	2690
4	Стоимость основных фондов ВЭУ (капзатраты), включая затраты на подключение к подстанции 10/110 кВт в расчете на одну установку	C _{оснф}	USD	1342248
5	Годовые эксплуатационные затраты	I _{обс}	USD/год	5321.1
6	Расчетный срок службы	T _{сл}	лет	20
7	Расход на демонтаж	C _д	USD	6651.4
8	Арендная плата	I _{ар}	USD/год	665.1
9	Издержки на ремонт и обслуживание	I _р	USD/год	3325.7

Примечание. Расчет себестоимости производится в USD.

Себестоимость электроэнергии, получаемой от ВЭС, может быть рассчитана по формуле:

$$C_{ЭЭ} = \frac{I_A + I_{обс} + I_r + I_{упр} + I_{ар}}{W},$$

где I_A , $I_{обс}$, I_r , $I_{упр}$, $I_{ар}$ — соответственно годовые отчисления на амортизацию, издержки на обслуживание, ремонт, управление, арендная плата.

Расчет годовой нормы амортизационных отчислений производится по линейной схеме списания:

$$H_A = \frac{C_{оснф} - C_{оснф}^Л + C_д}{C_{оснф} \cdot T_{сл}} \cdot 100 \quad (\%/год),$$

где $C_{оснф}$ — стоимость основных фондов ВЭС; $C_{оснф}^Л$ — ликвидная стоимость ВЭС к концу срока службы (может быть принята в размере 8% от первоначальной стоимости); $C_д$ — стоимость демонтажа.

Используя данные, приведенные в таблице, получено значение H_A :

$$H_A = \frac{1342248 - 0.08 \cdot 1342248 + 6651.4}{1342248 \cdot 20} \cdot 100 = 4.62 \text{ (\% в год)}.$$

Годовые отчисления на амортизацию:

$$H_A = 1342248 \cdot \frac{4.62}{100} = 62012 \text{ (USD в год)}.$$

Себестоимость электроэнергии:

$$C_{\Sigma} = \frac{(62012 + 5321.1 + 3325.7 + 665.1) \cdot 1.02}{2152000} = \frac{72750.48}{2152000} = 0.0338 \text{ (USD/кВт.ч)}.$$

Ниже рассмотрен вариант расчета, когда 85% стоимости ВЭУ берется в кредит на 8 лет под 9%, выплачиваемых в конце срока. Исходя из указанных процентов по кредиту сумма средств составит: $P_K = 1140911 \cdot 1.993 - 1140911 = 1132924$ USD.

Приращение себестоимости составит:

$$\Delta C_{\Sigma} = \frac{1132924}{2152000 \cdot 20} = 0.0263 \text{ (USD/кВт.ч)}.$$

В таком случае суммарная себестоимость: $C_{\Sigma}^{\Sigma} = 0.0601$ USD/кВт.ч.

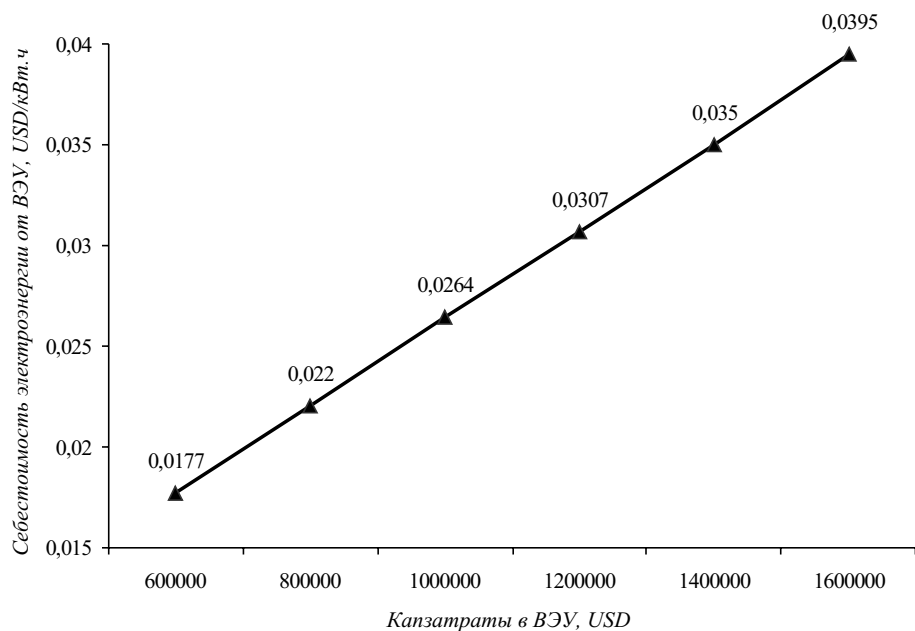
Если сумма кредита выплачивается равномерно по годам на условиях, приведенных выше, сумма процентов по кредиту составит: $P_K = 617508$ USD. Приращение себестоимости: $\Delta C_{\Sigma} = 0.0190$ (USD/кВт.ч).

Суммарная себестоимость будет равна: $C_{\Sigma}^{\Sigma} = 0.0528$ USD/кВт.ч.

Ниже рассмотрены варианты изменения величины себестоимости электроэнергии от рассматриваемой ВЭУ при варьировании величины одного из параметров при условии неизменности остальных параметров.

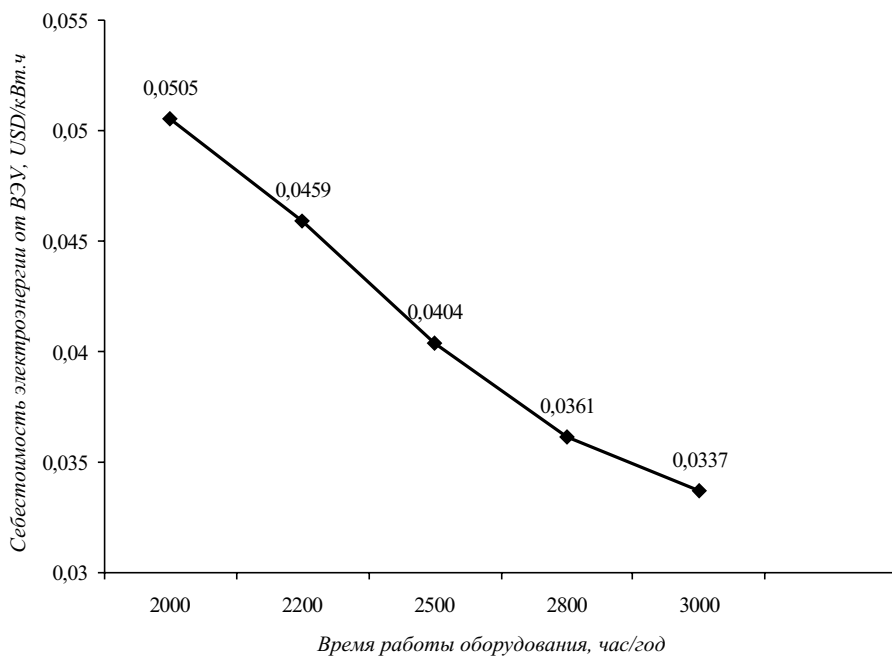
Зависимость себестоимости электроэнергии, вырабатываемой рассматриваемой ВЭУ, от капитальных затрат в ВЭУ, выраженных в USD

Капитальные затраты в ВЭУ, USD	600000	800000	1000000	1200000	1400000	1600000
Себестоимость электроэнергии, цент/кВт.ч	1.77	2.20	2.64	3.07	3.50	3.95



Зависимость себестоимости электроэнергии, вырабатываемой рассматриваемой ВЭУ от времени работы оборудования, ч/год

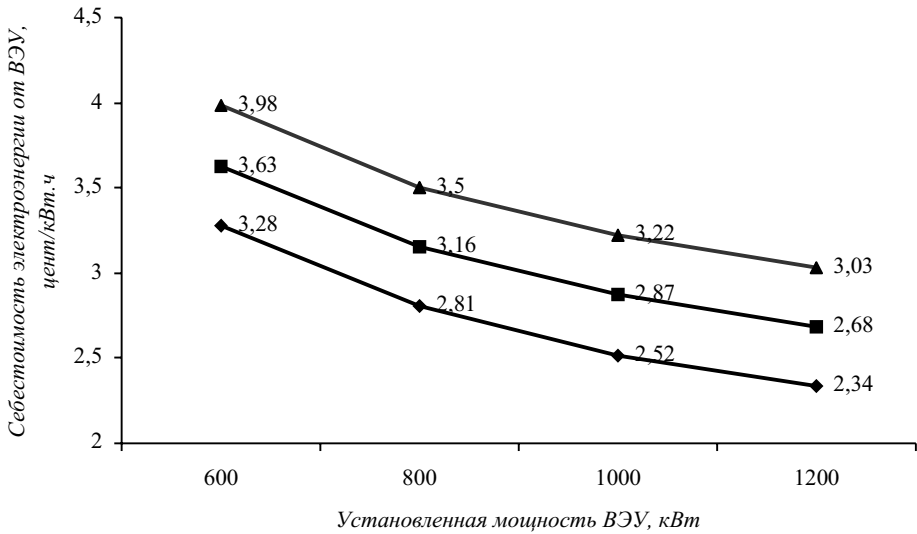
Время работы оборудования, ч/год	2000	2200	2500	2800	3000
Себестоимость электроэнергии, цент/кВт.ч	5.05	4.59	4.04	3.61	3.37



Зависимость себестоимости электроэнергии, вырабатываемой рассматриваемой ВЭУ (цент/кВт.ч) от установленной мощности ВЭУ (кВт) в совокупности со стоимостью 1 кВт установленной мощности (USD)

Стоимость 1 кВт установленной мощности, USD	Установленная мощность ВЭУ, кВт			
	600	800	1000	1200
800	3.28	2.81	2.52	2.34
1000	3.63	3.16	2.87	2.68
1200	3.98	3.50	3.22	3.03

Время работы ВЭУ принимается равным 3000 ч/год



Стоимость 1 кВт установленной мощности:

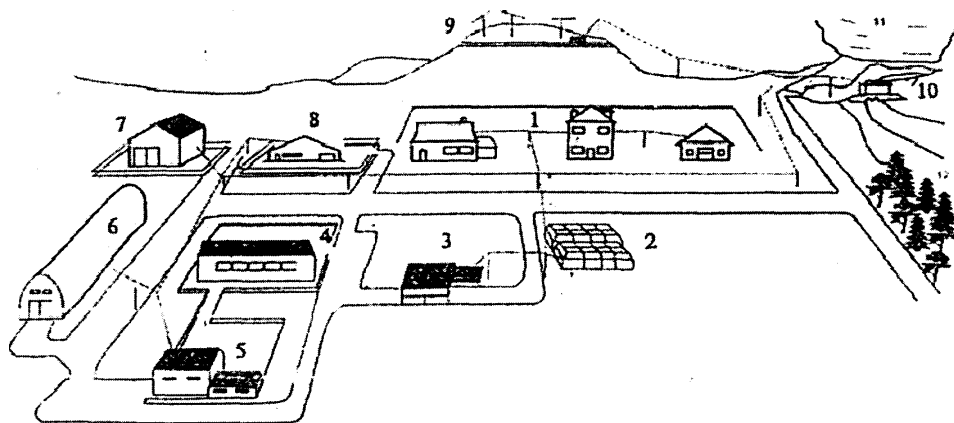
◆ 800 USD

■ 1000 USD

▲ 1200 USD

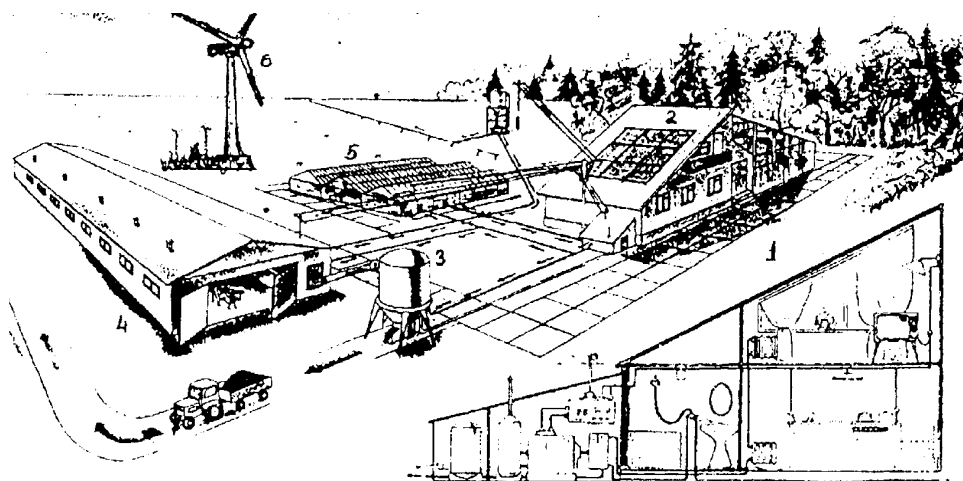
Приложение 2

Типовая схема сельхозпредприятия (агродорожка), построенная на базе колхоза или совхоза



1. Жилые дома, оснащенные энергосберегающим тепло- и сантехническим оборудованием; 2. Теплицы; 3. Биоустановка; 4. Животноводческие фермы; 5. Мясокомбинат; 6. Овощехранилище и холодильник; 7. Энергоустановка на биогазе; 8. Сыродельный завод; 9. Ветроэнергетические установки; 10. Малая ГЭС.

Энергообеспечение индивидуальных хозяйств в районах развитого животноводства (на базе энергии биомассы, ветра и солнца)



1. Жилой дом, оснащенный энергоэффективным тепло- и сантехническим оборудованием; 2. Солнечная установка для нагрева воды; 3. Биореактор биоэнергетической установки; 4. Животноводческая ферма; 5. Теплицы; 6. Ветроагрегаты; 7. Котел для нагрева воды.

Приложение 3

Проект

Постановление Совета министров Республики Беларусь

" ____ " _____ 200_ г.

г. Минск

№ _____

О развитии малой и возобновляемой энергетики

В целях создания условий для развития малой и возобновляемой энергетики как одного из приоритетных направлений энергообеспечения, импортозамещения органического топлива и диверсификации топлив Совет министров Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Установить, что:

- к объектам малой энергетики относятся источники электрической и/или тепловой энергии, представляющие собой котельные, теплонасосные, паро- и газотурбинные, дизель- и газогенераторные установки единичной мощностью до 6 мегаватт, работающие на органическом топливе;
- к объектам возобновляемой энергетики относятся источники электрической и тепловой энергии, использующие возобновляемые виды топлива, а также энергетические ресурсы, включающие энергию рек, водохранилищ и промышленных водостоков, энергию ветра, солнца, редуцируемого природного газа и сточных вод, различных видов биомассы, твердых бытовых отходов, энергию существующих в природе градиентов температур.

2. Министерству энергетики совместно с Министерством экономики, Национальной академией наук Беларуси, Комитетом по энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь и другими заинтересованными республиканскими органами государственного управления, по согласованию с Министерством финансов, в 2005 г. разработать и утвердить в установленном порядке Концепцию развития малой и возобновляемой энергетики в Республике Беларусь.

В Концепции предусмотреть разделы по развитию каждого вида возобновляемых топлив и источников энергии, характерных для Республики Беларусь. При этом отразить следующие основные факторы:

- экономически оправданный потенциал с позиций природно-климатических условий республики и возможности использования отработанных и хорошо зарекомендовавших в эксплуатации развитых стран технологий и оборудования с адаптацией к условиям Беларуси;

— необходимость разработки соответствующей инфраструктуры, стандартов, технических требований, условий и рекомендаций по производству, обработке и эксплуатации энергоустановок, организации системы сертификации оборудования, требований по производству, поставке и использованию специфических видов топлива (биогаза, брикетов, пилетов, щепы и т. д.).

3. Министерству экономики, другим республиканским органам государственного управления, облисполкомам и Минскому горисполкому оказывать содействие субъектам предпринимательской деятельности в приватизации или получении в аренду в соответствии с законодательством основных фондов, необходимых для создания и функционирования объектов малой и возобновляемой энергетики.

4. Производственным объединениям энергетики и электрификации обеспечить подключение в установленном порядке к сетям энергосистемы республики объектов малой и возобновляемой энергетики, принадлежащих субъектам хозяйствования независимо от форм собственности, а также оплату поставляемой этими объектами энергии.

5. Министерству экономики продлить до 31.12.2015 г. срок действия постановления от 22 мая 1997 г. № 45 "О порядке формирования тарифов на электроэнергию, покупаемую от объектов малой и нетрадиционной энергетики" и постановления Комитета цен Минэкономики от 22 мая 1997 г. № 104ц в части формирования тарифов на электроэнергию от объектов малой и возобновляемой энергетики, а также порядка оплаты за нее потребителями.

6. Министерству экономики по согласованию с Министерством энергетики, другими заинтересованными республиканскими органами государственного управления разработать и в 2005 г. ввести в действие на 2006—2015 гг. порядок формирования тарифов на тепловую энергию от объектов малой и возобновляемой энергетики, порядка оплаты за нее потребителями, стимулирующих создание указанных объектов.

7. Комитету по энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь совместно с Министерством энергетики, Национальной академией наук Беларуси, Министерством экономики и другими заинтересованными структурами разработать и в 2005 г. представить в установленном порядке в Совет министров Республики Беларусь проект закона о внесении изменений и дополнений в закон Республики Беларусь "Об энергосбережении", определяющий понятия "возобновляемые источники энергии", "нетрадиционные источники энергии", "местные виды топлива", "альтернативные виды топлива", взяв за основу термины, содержащиеся в принятом на 12-м пленарном заседании Межпарламентской ассамблеи государств — участников СНГ модельном законе "Об энергосбережении" (постановление МПА от 8 декабря 1998 г. № 12-5 "О ресурсосбережении в государствах СНГ на рубеже третьего тысячелетия").

Исключить использование двусмысленных терминов в нормативных правовых актах, например: "нетрадиционные источники энергии", "альтернативные виды топлива", "нетрадиционные и возобновляемые источники энергии" и др.

8. Министерству энергетики совместно с Министерством экономики, Национальной академией наук Беларуси, Комитетом по энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь и другими заинтересованными структурами разработать и в срок до 30.06.2006 г. внести в установленном порядке в Совет министров Республики Беларусь проект закона Республики Беларусь "Об использовании местных видов топлива и возобновляемых источников энергии", направленный на обеспечение:

- регулирования отношений в области использования возобновляемых видов топлива и источников энергии в Республике Беларусь;
- стимулирования инвестиций в экологически чистую энергетику; способствующих развитию производства электроэнергии с частичным возмещением затрат;
- проведения независимой экспертизы проектов и программ в области освоения энергии на возобновляемых видах топлива и источниках энергии на всех этапах (принятие решения для разработки, внедрение, эксплуатация опытных образцов и др.);
- введения в республике налога на импортируемые виды топлива и электрическую энергию, определив ставки и источник уплаты налога;
- упрощения процедур и снижения затрат инвесторов на приобретение основных фондов возобновляемых видов топлива и источников энергии;
- установления упрощенного порядка ввоза оборудования для объектов малой и возобновляемой энергетики, освобождения (снижения) от таможенных платежей и др.

9. Министерству экономики создать рабочую группу в составе специалистов Национальной академии наук Беларуси, Государственного комитета по науке и технологиям, Министерства энергетики, Министерства сельского хозяйства и продовольствия, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, Министерства статистики, Комитета по земельным ресурсам, геодезии и картографии при Совете министров Республики Беларусь и в срок до 30.06.2006 г. разработать:

- методики проведения необходимых технико-экономических обоснований;
- предложения о внесении изменений и дополнений в Кодекс Республики Беларусь о земле с целью урегулирования вопроса отвода земельных участков под объекты возобновляемой энергетики;
- порядок получения и использования топлива из древесных и других органических отходов;
- соответствующие стандарты, технические требования и рекомендации по производству, отработке и эксплуатации энергетических установок, организации системы сертификации оборудования.

При обосновании использования каждого конкретного объекта возобновляемой энергетики (гидро- и ветроэлектростанции, биогазовые установки, котель-

ные и ТЭЦ на древесных отходах и торфе, другие энергоустановки) оценку технико-экономических показателей, подготовку бизнес-планов и других документов проводить с учетом комплексного подхода, учитывающего экологические, социально-экономические, сельскохозяйственные, энергетические, природоохранные, ресурсные и другие факторы.

10. Признать утратившими силу:

- постановление Совета министров Республики Беларусь от 24 апреля 1997 г. № 400 "О развитии малой и нетрадиционной энергетики" (Собрание декретов, указов президента и постановлений правительства Республики Беларусь, 1997 г., № 13, ст. 474);
- п. 38 постановления Совета министров Республики Беларусь от 28 февраля 2002 г. № 288 "О внесении изменений и дополнений в некоторые постановления правительства Республики Беларусь" (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2002 г., № 32, 5/10103).

11. Настоящее постановление вступает в силу со дня официального опубликования.

К вопросу использования ветроэнергетических ресурсов Беларуси

*к. т. н. Лаврентьев Н. А, член-корр. Международной академии экологии,
к. т. н. Жуков Д. Д., Белорусский национальный технический
университет (БНТУ)*

1. Введение

Собственными топливно-энергетическими ресурсами Беларусь в достаточном объеме не располагает. Их хватает на обеспечение лишь 15% общей потребности страны. 85% топливно-энергетических ресурсов импортируется, причем в основном из России. При этом цены на импортируемое топливо и электроэнергию постоянно растут и, в конце концов, достигнут уровня мировых цен. В Беларуси принято государственное решение о приоритетности работ, связанных с использованием местных видов топлива и возобновляемых источников энергии. Но практические результаты в этой сфере не удовлетворяют необходимым требованиям. Одним из эффективных путей реализации указанного решения должно стать развитие белорусской ветроэнергетики, основанное на положительном опыте использования энергии ветра в странах со сходными климатическими условиями.

2. Ветроэнергетические ресурсы Беларуси

Мировой практикой определен следующий типологический ряд ветроэнергетических установок по номинальной мощности от 1 до 1.5 МВт: В6, В8, В10, В12 и В15 (Госкомгидромет СССР, 1989). При этом у ветроэнергетических установок типа В12 для континентального базирования в Европе (НППП "Ветромаш", 1998) номинальная рабочая скорость ветра на уровне ветроротора находится в пределах от 12 до 15 м/с (рис. 1), а у ветроэнергетических установок типа В15 прибрежного и морского базирования (зона V) данный показатель — более 15 м/с.

Ветроэнергетические установки типа В6, В8 и В10 соответствуют ветровым климатическим зонам II — IV. Эти зоны характерны для равнинно-холмистой местности Прибалтийско-Черноморского региона, к которому относится и Беларусь. Здесь среднегодовые фоновые скорости ветра по зонам составляют 3.5—4.0 (зона II), 4.0—4.5 (зона III) и более 4.5 м/с (зона IV). Это соответствует следующим номинальным рабочим скоростям ветра ветроэнергетических установок: 6—8 (зона II), 8—10 (зона III) и 10—12 м/с (зона IV).

По оценкам НППП "Ветромаш", РУП "Белэнергосетьпроект" и Госкомитета по гидрометеорологии, технические ветроэнергетические ресурсы Беларуси применительно к широко используемым за рубежом ветроэнергетическим установкам континентального базирования (рис. 2) составляют более 280 млрд кВтЧч ("Белэнергосетьпроект", 1995; НППП "Ветромаш", 1998). Конкретные сведения о ветроэнергетических ресурсах Беларуси даны, помимо прочего, в источниках ("Белэнергосетьпроект", 1995; НППП "Ветромаш", 1998). В табл. 1 приведен технический ветроэнергетический ресурс территории Беларуси в целом и с разбивкой по областям.

Рис. 1. Карта фонового районирования скоростей ветра Беларуси

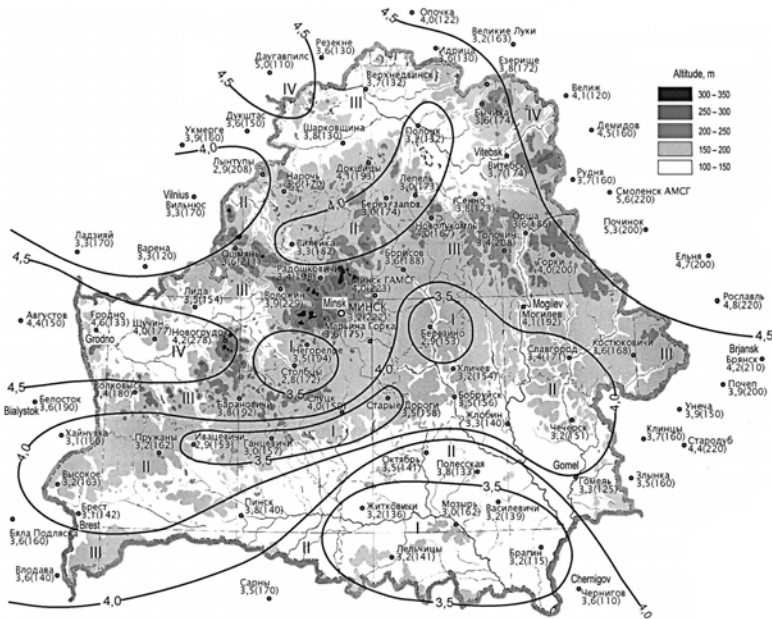
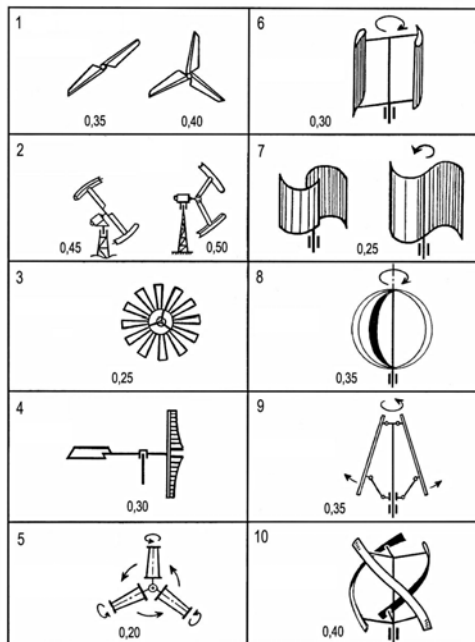


Рис. 2. Ветророторы



Примечание. Типы: 1 — репеллерный, 2 — репеллерный с вихреобразователем, 3 — многолопастный, 4 — парусный, 5 — роторноприводной Флетнера, 6 — ортогональный, 7 — Савониуса, 8 — Дарье, 9 — Мак-Гроув, 10 — геликоидный с вертикальной осью вращения; указаны коэффициенты использования энергии ветрового потока.

Таблица 1. Технический ветроэнергетический ресурс территории Беларуси

Область	Используемая территория, тыс. км ²	Номер зоны	Территория зоны, км ²	Выработка энергии				
				* на 1 км ² , тыс. кВт·ч	** максимум в зоне, млрд кВт·ч	Утилизируемая в зоне, млрд кВт·ч		
						100 %	7 %	1 % за 3 года
Брестская	15.0	II	10.9	2161	23.51	20.78	1.45	0.21
		III	3.1	3840	11.74	9.04	0.63	0.09
		IV	0.9	6534	6.11	4.06	0.29	0.04
				Итого	41.36	33.88	2.37	0.34
Витебская	17.6	II	1.0	2566	2.41	2.02	0.14	0.34
		III	4.2	4962	20.11	16.43	0.16	0.02
		IV	7.3	7285	53.13	35.33	2.47	0.04
				Итого	75.65	53.84	3.77	0.35
Гомельская	14.1	II	1.4	2161	3.02	2.67	0.19	0.54
		III	8.5	3840	32.43	24.96	1.75	0.03
		IV	2.5	6534	16.30	10.84	0.75	0.25
				Итого	51.75	38.47	1.69	0.39
Гродненская	12.4	II	6.0	2161	12.33	11.43	0.80	0.12
		III	2.9	3840	11.09	8.29	0.58	0.08
		IV	2.3	6534	15.22	5.58	0.71	0.10
				Итого	39.24	23.75	2.09	0.30
Могилевская	12.6	II	10.5	2161	22.74	18.7	1.31	0.19
		III	1.9	3840	7.25	5.58	0.39	0.06
				Итого	29.99	23.75	1.70	0.24
Минская	16.8	II	9.9	2566	25.42	22.48	1.58	0.22
		III	1.3	3840	4.84	3.73	0.26	0.04
		IV	2.7	7285	19.93	17.62	0.23	0.18
				Итого	50.19	43.83	3.07	0.44
Всего по Беларуси	88.5	II	39.7	—	89.43	78.08	5.47	0.78
		III	29.2	—	87.40	68.03	4.76	0.68
		IV	19.6	—	111.35	77.50	5.42	0.77
				Итого	288.18	223.61	15.65	2.23

Примечание. Технический ветроэнергетический ресурс с учетом свойств местности и высоты опор до 20, 30, 40 и выше 50 м стандартных ветроэнергетических установок континентального базирования при усредненном коэффициенте повышения скорости ветра, равном 1,25.

* — выработка энергии, утилизируемой в полном диапазоне работы ветроэнергетической установки (3000 ч работы в год); ** — выработка энергии, утилизируемой в номинальном режиме работы ветроэнергетической установки (2200 ч работы на электросети в течение года), эксплуатирующейся на пригодной под внедрение ветротехники территории.

Источник: НППП "Ветромаш" (1998).

Подготовлены необходимые материалы для завершения ветроэнергетического кадастра Беларуси, содержащие:

- информационную базу данных о ветроэнергетических характеристиках территории Беларуси;
- информационную базу данных с программным обеспечением для расчетов ветроэнергетических ресурсов на отдельных территориях Беларуси и оценки

ветроэнергетического потенциала любой по мощности и техническому исполнению ветроэнергетической установки в конкретном месте внедрения;

- ветроэнергетический атлас Беларуси, содержащий набор карт размещения ветротехники на территориях Беларуси и паспорта точек (площадок) первоочередного внедрения ветротехники, к которой относятся ветроэнергетические установки и станции;
- временные руководящие документы по применению, созданию, строительству и эксплуатации ветротехники;
- руководство по оценке ветровых режимов по требованиям ветроэнергетики на период 2005–2020 гг.

3. О развитии ветроэнергетики в Беларуси

В РУП “Белэнергосетьпроект” составили выборку из кадастра наиболее эффективных строительных площадок, которые отвечают мировым требованиям по ветроэнергетическому потенциалу, для размещения на каждой из них от 3 до 10 ветроэнергетических установок континентального базирования. В Минской области существует 1076 таких площадок со среднегодовой скоростью ветра на уровне оси ветроколеса (то есть в 55 м по вертикали относительно уровня земли), равной 6.8–8.1 м/с. В табл. 2 приведен паспорт одной из таких площадок, расположенной в Дзержинском районе. Причем для первоочередного освоения только 1% экономически оправданного ветроэнергетического потенциала Беларуси понадобится 252 строительные площадки (в основном под ветроэнергетические станции), на которых требуется смонтировать 945 ветроэнергетических установок мощностью не менее 1 МВт. Среднегодовая выработка этих ветроэнергетических установок с учетом статистического распределения времени работы в номинальном режиме от 2500 до 3300 часов в год оценивается в 2,676 млрд кВтЧч. Это соответствует среднегодовой экономии 800 тыс. т условного топлива. В табл. 3 приведены расчетные показатели, касающиеся первоочередного внедрения ветроэнергетических установок мощностью 1 МВт и ветроэнергетических станций на территории Минской области.

Таблица 2. Паспорт площадок, благоприятных для размещения ветроэнергетических установок (дер. Янковцы и Щепки Дзержинского района Минской области)

№ площадки	Абсолютная высота H_0 , м	Среднегодовая скорость ветра, м/с, на высоте опоры h , м									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
425 (№ 7)	325 (300)*	6.2	7.0	7.2	7.7	8.0	8.3	8.5	8.6	8.7	8.9
426 (№ 6)	321 (300)*	6.1	6.8	7.1	7.5	7.7	8.0	8.1	8.3	8.4	8.6
427 (№ 5)	318 (300)*	6.1	6.8	7.1	7.5	7.7	8.0	8.1	8.3	8.4	8.6
428 (№ 4)	311 (300)*	6.0	6.7	7.0	7.4	7.6	7.9	8.0	8.2	8.3	8.5
(№ 3)	315 (280)*	6.0	6.7	7.0	7.4	7.6	7.9	8.0	8.2	8.3	8.5
431(№ 2)	301 (280)*	6.0	6.7	7.0	7.4	7.6	7.9	8.0	8.2	8.3	8.5
430(№ 1)	302(280)*	6.0	6.7	7.0	7.4	7.6	7.9	8.0	8.2	8.3	8.5

Источник: “Белэнергосетьпроект” (1995).

Таблица 3. Расчетные показатели первоочередного внедрения ветроэнергетических установок мощностью 1 МВт и ветроэнергетических станций на территории Минской области

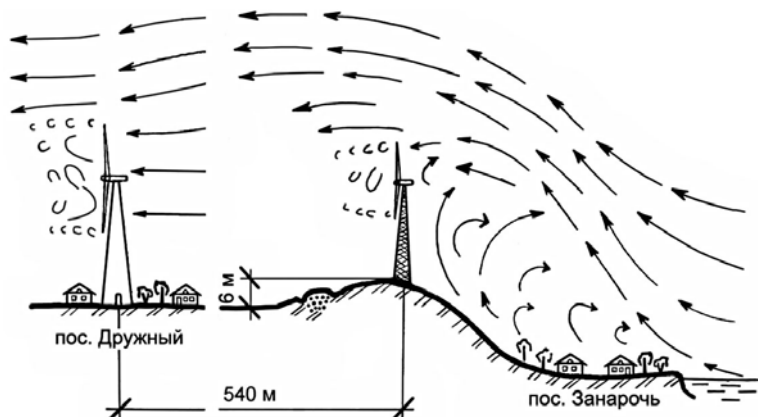
Показатели	Региональная категория плато Высота относительно уровня моря, м			Всего
	IV 250–300		V 300–350	
	рекомен- дуемые	вторая очередь	первоочеред- ные	
Среднегодовая фоновая скорость ветра на высоте 10 м, м/с	4.7	4.9	5.3	
Среднегодовая скорость ветра с учетом местных условий, м/с:				
– на высоте 10 м ($\bar{U}_\phi$)	5.2	5.5–5.9	5.9–6.8	
– на высоте 70 м	5.8	7.1–7.4**	7.5–9.3***	
Количество площадок по атласу, шт.	255	118	107	480
Количество ветроэнергетических установок (площадка×п) условной мощностью 1 МВт, шт.	255×2 = 510	38×3 = 114*	107×3 = 321*	945
Рабочая скорость ветра для ветроэнергетической установки, м/с	12	13	13	
Среднегодовое число часов работы ветроэнергетической установки, ч	3000	3000	3300	
Среднегодовая выработка одной ветроэнергетической установки при работе электрогенератора на номинальной мощности, млн кВт·ч	2.5	3.0	3.3	
Суммарная среднегодовая выработка ветроэнергетической установки, млн кВт·ч	1275.0	342.0	1059.0	2676.0
Ориентировочная экономия топлива, тыс. т условного топлива	382	103	318	803

Примечание. * – количество ветроэнергетических установок мощностью 1 МВт предполагаемого строительства на территории Минской области в 2005–2006 гг.; ** – усредненная фоновая скорость ветрового потока на высоте 70 м равна 7.3 м/с (табл. 2); *** – усредненная скорость ветрового потока на высоте 70 м равна 8.4 м/с (табл. 2); п – количество ветроэнергетических установок на площадке, шт.

Источник: «Белэнергопроект» (1995).

Положительные результаты эксплуатации ветротехники континентального базирования в сходных с Беларусью климатических условиях Германии, Дании, Польши, стран Балтии позволяют рассчитывать на то, что и в Беларуси заметные объемы поставок энергии в централизованные электросети можно обеспечивать за счет ветротехники. Тем более что положительный опыт использования зарубежных ветроэнергетических установок в нашей республике уже имеется. Пример – ветроэнергетические установки *Nordex* и *Yakobs* немецкого производства в пос. Дружный на берегу озера Нарочь (рис. 3).

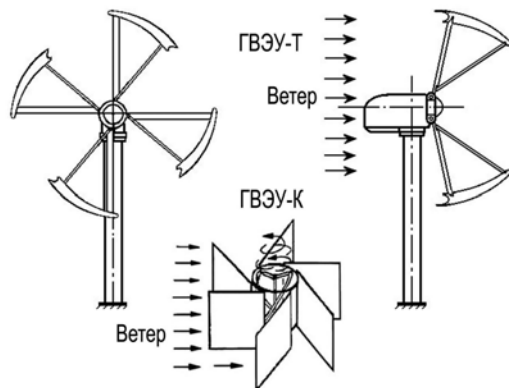
Рис. 3. Схема воздействия ветрового потока на ветроэнергетические установки в пос. Дружный



Источник: Лаврентьев Н., Жуков Д. (2004).

Кроме того, специалисты из Международной академии экологии и Белорусского национального технического университета разработали технические предложения по созданию принципиально новых геликоидных ветроэнергетических установок (рис. 4), восемь из которых защищены патентами. Эти же специалисты провели испытания экспериментальных моделей и опытных образцов таких ветроэнергетических установок (соответствующие акты имеются). Данные по некоторым моделям и образцам приведены в протоколах Комиссии по координации развития возобновляемых источников энергии в агропромышленном комплексе при Национальной академии наук Беларуси. Особого внимания заслуживает ветроэнергетическая установка на базе отработавших полетный ресурс вертолетных лопастей. Их запасы на военных складах Беларуси, согласно неофициальным данным, составляли в 1995 г. около 20 тыс. шт.

Рис. 4. Геликоидные ветроэнергетические установки

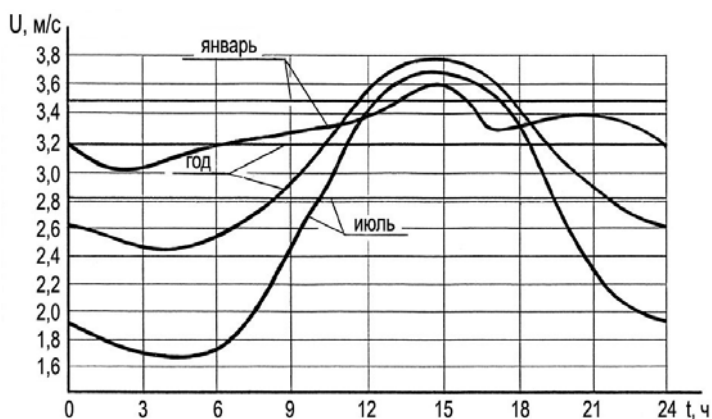


Примечание. 1 — горизонтально-осевая ветроэнергетическая установка с динамическим конфузором на базе вертолетных лопастей; 2 — вертикально-осевая ветроэнергетическая установка с пространственным концентратором.

4. Проблемы развития ветроэнергетики в Беларуси

Испытания опытного образца указанной геликоидной ветроэнергетической установки с динамическим конфузором завершились на полигоне НППП “Ветромаш” в 1999 г. После этого, в 2000 году, установка была рекомендована к внедрению в соответствии с “Каталогом инновационных проектов и разработок” Госкомитета по науке и технологиям Республики Беларусь (ГКНТ) (Госкомитет по науке и технологиям Республики Беларусь, 2000). Однако рекомендации разработчиков и ГКНТ в Государственном комитете по энергосбережению и энергетическому надзору Республики Беларусь и в других государственных инстанциях во внимание приняты не были. А ведь новые ветроэнергетические установки вихревого типа могли бы эффективно применяться в различных ветровых зонах Беларуси, в том числе в зонах II и III с невысокими среднегодовыми скоростями ветра (рис. 5).

Рис. 5. Суточный ход скорости ветра на гидрометеостанции “Минск”



Примечание. Горизонтальные линии соответствуют фоновой скорости ветра в указанный период; U — скорость ветра; t — время суток.

Источник: НППП “Ветромаш” (1998); Комиссия по координации использования ВИЭ в АПК при НАН Беларуси (2004).

Странно и то, что в ГКНТ не предусмотрено собственное финансирование поисковых исследовательских работ. Этот вопрос находится в ведении Комитета по энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь. Но в его планах научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ содержатся положения, которые противоречат ряду требований государственных стандартов. Так, предлагается сразу создавать опытные серии ветроэнергетических установок — без финансирования их разработки и корректировки конструкторской документации по результатам испытаний экспериментальных или опытных образцов. Похоже, что не требуются и указанные испытания. Но при таком положении вещей едва ли возможно достичь надлежащего качества продукции. Программы предшественника теперешнего Комитета по энергоэффективности — Государственного комитета по энергосбережению и энергетическому надзору — по внедрению ветротехники ничем не закончи-

лись. К сожалению, техническая политика, отраженная в новых программах по энергоэффективности, остается на прежнем уровне.

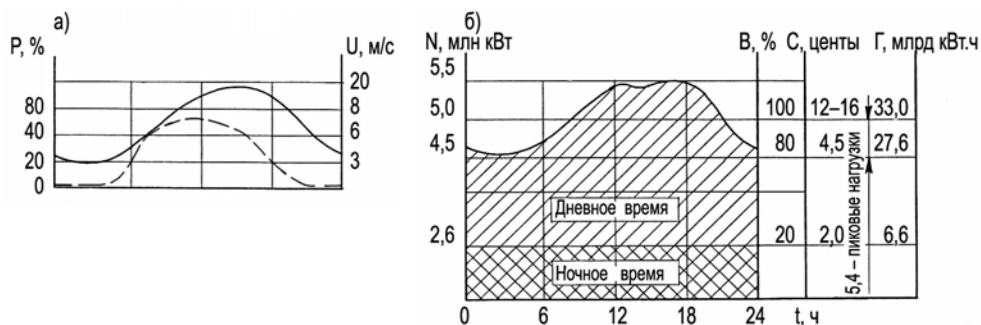
5. Преимущества ветротехники

Основными экономическими факторами, способными стимулировать внедрение новых гелиоидных ветроэнергетических установок, являются:

- импортозамещение;
- увеличение количества рабочих мест, необходимых для обеспечения производства и эксплуатации ветротехники;
- экономия жидкого и газообразного топлива;
- материальное ресурсосбережение в результате использования списанных в утиль вертолетных лопастей.

Важно также, что энергия ветра, преобразованная в электричество, может стать экспортным товаром. Здесь следует иметь в виду: пики ветровой активности приходятся как раз на пики потребления — в дневное время и холодные сезоны (рис. 6).

Рис. 6. Ветровая активность



Примечание. 1) — характер распределения P среднегодовой скорости ветра U на высоте 50 м (—) и солнечной активности (---); 2) — суточное распределение нагрузки на электросети за год; N — нагрузка на электросети; C — цена 1 кВт.ч электроэнергии в течение суток; V — распределение годовой выработки электроэнергии на конец 1999 г.; Y — годовая выработка электроэнергии.

Источник: Лаврентьев Н. А., Жуков Д. Д. (2002).

Главными характеристиками ветротехники являются энергоэффективность (выработка электроэнергии), себестоимость электроэнергии, сроки окупаемости, надежность работы, стоимость строительства, эксплуатационные расходы. Из данных табл. 4 следует, что сроки окупаемости капитальных вложений в ветротехнику сопоставимы со сроками окупаемости малых гидроэлектростанций, парогазовых и газомазутных электростанций и значительно ниже сроков оку-

паемости угольных, атомных и дизельных электростанций. По завершении срока окупаемости затраты на эксплуатацию ветротехники гораздо ниже затрат на эксплуатацию электростанций, работающих на жидком, газообразном, твердом и ядерном топливе, поскольку ветротехника не нуждается в ископаемых источниках энергии. Кроме того, следует учитывать, что ветроэнергетические установки не требуют значительных единовременных капитальных вложений. После окончания монтажных работ они сразу же начинают вырабатывать энергию и после исчерпания ресурса работы легко демонтируются и заменяются новыми.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели различных электростанций

Электростанция	Строительство		Эксплуатация		Вывод из эксплуатации		Общие затраты, USD млрд	Стоимость 1 кВт·ч, 10 ⁻² USD	Срок окупаемости капитальных вложений, годы
	Срок, годы	Стоимость, USD млрд	Срок, годы	Стоимость, USD млрд	Срок, годы	Стоимость, USD млрд			
Атомная	13	5.0–8.0	29	1.2	50–130 ³	3.0–5.0	9.2–14.2	16.00–20.00	15.0–20.0 ⁴
Парогазовая	2	0.7	30	2.0	0.8	0.4	3.1	7.02	4,8
Газомазутная	2	1.1	30	2.8	0.8	0.4	4.3	8.54	5,7
Угольная	2	1.3	30	3.2	1.0	0.9	5.4	10.49	7,3
Комплекс ветроэнергетических станций ¹	2	3.6	20	0.2	1.0	0.3	4.1	7.7–9.7	3.5–6.5
Комплекс солнечных тепловых станций ²	2	4.5	10	0.4	0.1	0.4	5.1	8.1	5.2
Комплекс солнечных электрических станций	2	30.0	10	0.2	0.1	0.5	15.0	35.0	25.0
Комплекс дизельных электростанций	1	1.4	10	3.0	0.3	0.3	3.8	9.2	8.0
Комплекс малых гидроэлектростанций	3	3.5	50	0.5	1.0	1.0	4.8	7–10	5.0

Примечание. 1 – 1000 МВт соответствуют 6500 ветроэнергетических установок мощностью 500 кВт каждая; 2 – 1000 МВт соответствуют выработке энергии 22400 м² солнечных батарей; 3 – плюс 300 лет хранения; 4 – по срокам эксплуатации без консервации АЭС.

Источник: Лаврентьев Н. А. (2000).

6. Заключение

Комиссией по координации развития возобновляемых источников энергии в агропромышленном комплексе при Национальной академии наук Беларуси, исходя из задания ГКНТ, проведен поиск потенциальных производителей от-

дельных узлов, систем и агрегатов ветроэнергетических установок (лопасти, редукторы, электрогенераторы, системы управления и пр.). Высокую заинтересованность в этом отношении проявили "Белкоммунмаш", Кобринский инструментальный завод, Барановичский авиаремонтный завод, некоторые частные предприниматели, в том числе из сельскохозяйственной отрасли.

Но внедрению зарубежной ветротехники континентального базирования, а также производству и внедрению собственных ветроэнергетических установок в Беларуси препятствуют проблемы, связанные с отсутствием необходимого финансирования, льгот при закупке и эксплуатации ветротехники, недостатками тарифной и налоговой политики, упущениями в сфере стандартизации и сертификации продукции. Кроме того, развитию ветроэнергетической отрасли Беларуси мешает дефицит компетентности в оценке ветроэнергетических ресурсов, а также технических и экономических возможностей и перспектив ветротехники.

Литература

1. Белэнергосетьпроект (1995) Методические указания по обоснованию и разработке схемы размещения площадок под ветроэнергетические установки на территории Республики Беларусь. Т. 1. Отчет о НИР. Рук. А. И. Гноевой. № 12488-02. Минск.
2. Госкомгидромет СССР (1989). Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. Л.
3. Госкомитет по науке и технологиям Республики Беларусь (2000). Ветроэнергетическая установка геликоидная: Каталог инновационных проектов и разработок. Минск. № 6.
4. Комиссия по координации использования ВИЭ в АПК при НАН Беларуси (2003). Техническое предложение по реконструкции теплоснабжения здания БелЭЗ по ул. Радиальная, 40 в Минске. Протокол заседания № 2. Минск.
5. Комиссия по координации использования ВИЭ в АПК при НАН Беларуси (2004). Аналитическая записка по результатам создания ветроэнергетических установок на базе отработавших полетный ресурс вертолетных лопастей. Протокол заседания № 4. Минск.
6. Лаврентьев Н., Жуков Д. (2004) Развитие белорусской ветроэнергетики: опыт Занарочи. *Энергетика и ТЭК*. № 8.
7. Лаврентьев Н. А. (2000) Новое в ветроэнергетике, или Давно забытое старое? *Белорусский строительный рынок*. № 6.
8. Лаврентьев Н. А. (2000). Об АЭС есть только одна правда! (Обзор докладов Международной научно-практической конференции "Беларусь и атомная энергетика", Минский международный образовательный центр, 17 – 18 апреля 2000 г.). *Белорусский строительный рынок*. № 9.

9. Лаврентьев Н. А., Жуков Д. Д. (2002) Белорусская ветроэнергетика — реалии и перспективы. *Энергия и менеджмент*. № 3 (Ч. 1); № 4 (Ч. 2).
10. НППП "Ветромаш" (1998) Формирование информационного банка данных по ветроэнергетическому потенциалу в зонах предполагаемого внедрения ветроустановок": Отчет о НИР 06.4.1 ГНТП "Городское хозяйство". Рук. Г. П. Шадурский. Минск.

СЕКЦИЯ II. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Ядерная энергетика в Беларуси

Д. т. н. Якушев А. П., Объединенный институт энергетических и ядерных исследований "Сосны" Национальной академии наук Беларуси

1. Введение

Беларусь относится к категории стран, не обладающих значительными собственными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР). Однако опыт таких стран, как Швейцария, Дания и др., показывает, что это обстоятельство не является непреодолимым препятствием для достижения высокого уровня экономического развития. В последние годы в республике проводится целеустремленная государственная политика по увеличению энергоэффективности отечественного производства. Прирост валового внутреннего продукта (ВВП) обеспечивается без увеличения потребления энергоресурсов. По данным Международного энергетического агентства, с 1995 по 1999 гг. включительно эффективность использования энергии (отношение объема ВВП к валовому потреблению ТЭР) в республике выросла в 1.9 раза. Это примерно соответствует среднему уровню показателя для таких стран, как Финляндия, Дания, Венгрия, Германия, Швеция, Литва и др. В то же время у государств, добившихся наибольшего прироста ВВП (США, Германия, Венгрия, Польша, Дания, Финляндия и др.) наблюдается рост удельного потребления электроэнергии при общем снижении валового потребления ТЭР. Таким образом, одним из ключевых факторов развития экономики является возрастание удельного веса электроэнергии в балансе использования энергоресурсов.

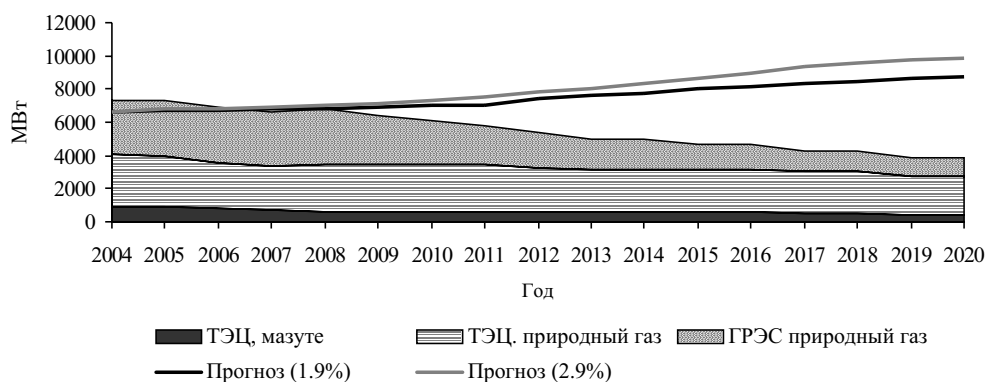
2. Основные проблемы системы электрогенерирующих источников

В решении проблемы повышения энергетической безопасности и энергообеспечения республики важную роль может сыграть атомная энергетика, которая в настоящее время занимает одну из ведущих позиций в энергетическом балансе ряда стран (более 33% в Европе). Атомная энергетика позволяет не только сберегать ценные органические ресурсы, прежде всего нефть и газ, для более высокоэффективного использования, уменьшать выбросы парниковых газов, но и является фактором повышения экономической эффективности ТЭК, устойчивого развития экономики и общества, позволяет развивать нетрадиционные источники энергии, требующие резервирования мощностей.

В настоящее время доля импортируемых энергоресурсов составляет 85%. Практически все топливо завозится из одной страны — России. В структуре ТЭБ чрезмерно высока доля импортируемого из России природного газа: в электроэнергетике она составляет 93%. Энергетический комплекс концерна «БЕЛЭНЕРГО» в настоящее время включает 42 электростанции, 27 районных котельных, 23 предприятия электрических сетей. По состоянию на 1 января 2003 г., установленная мощность электрогенерирующих источников составляла 7776.8 МВт. Оборудование электрических станций включает также энергетические и водогрейные котлы.

Анализ состояния основного энергетического оборудования показывает, что порядка 60% этого оборудования выработает парковый ресурс к 2020 г. С другой стороны, потребности в установленной мощности, необходимой для производства прогнозируемого количества электрической энергии 41 млрд кВт.ч в 2020 г., составляет порядка 8500 МВт. К настоящему времени более половины оборудования электростанций изношены свыше 50%, мощность электрогенерирующего оборудования, полностью выработавшего парковый ресурс, составляет 600 МВт. Оставшийся ресурс оборудования (работоспособность в перспективе) определен как разность паркового ресурса и наработки оборудования к настоящему времени. На рис. 1 представлено изменение установленной мощности без учета реконструкции существующего оборудования.

Рис. 1. Изменение установленной мощности основного оборудования с учетом реконструкции и модернизации и прогноз потребности в пиковой нагрузке



Источник: Основные направления энергетической политики Республики Беларусь на 2001–2005 гг. и на период до 2015 г.; расчеты.

Расчеты показывают, что при увеличении темпов роста потребности в электрической энергии с 1.9 до 2.9 % в год потребуются ввести в эксплуатацию порядка 2000 МВт дополнительно к существующему оборудованию. Потребно-

сти Республики Беларусь в электрической энергии на период до 2020 г. могут быть обеспечены за счет:

- реконструкции имеющихся мощностей на органическом топливе и строительства новых современных энергоустановок;
- расширения использования местных и возобновляемых энергоресурсов в рамках реконструкции существующего оборудования;
- повышения энергоэффективности и использования имеющегося потенциала энергосбережения;
- ввода энергоисточников на ядерном топливе.

При выборе оптимальной стратегии развития системы электрогенерирующих источников принималось во внимание, что одна и та же технология производства электроэнергии может быть выгодной в одной стране и совершенно неприемлемой с экономической точки зрения в другой. Выбор стратегии и плана развития энергосистемы является результатом анализа конкретных условий, которые включают социальные, экономические, экологические и другие аспекты этой проблемы, характерные для данной страны. Необходимо учитывать сложившуюся структуру потребления электроэнергии, график почасовой нагрузки и соотношение между пиковой и базовой нагрузкой. Эти факторы могут оказать существенное влияние на процесс принятия решения как по выбору способа производства электроэнергии, так и по количеству вводимых блоков. В частности, при сравнительно невысокой базовой нагрузке в системе электрогенерирующих источников использование атомной энергии становится весьма проблематичным с экономической точки зрения.

В самой общей постановке задача планирования развития систем электрогенерирующих источников может быть сформулирована как получение ответов на следующие вопросы:

- какие технологии и виды топлива должны быть выбраны для производства электрической энергии в соответствии с принятыми критериями;
- когда выбранные технологии и виды топлива должны быть использованы для производства электрической энергии;
- где должны быть размещены энергетические объекты.

3. Методика расчетов оптимального развития системы электрогенерирующих источников

Рекомендации по выбору технологий, видов топлива и времени ввода в эксплуатацию могут быть получены путем сравнения суммарных затрат на производство электрической энергии в течение заданного периода времени для различных конфигураций системы. Целевая функция в этом случае может быть выбрана в виде:

$$s_j^n = \sum_k \frac{c_{jnk} + o\&m_{jnk}^{\text{fixed}} + o\&m_{jnk}^{\text{var}} + f_{jnk} - S_{jnk}}{(1+\alpha_j)} \quad (1)$$

где $o\&m_{jnk}^{\text{fixed}}$ — фиксированные эксплуатационные затраты; $o\&m_{jnk}^{\text{var}}$ — переменные эксплуатационные затраты; c_{jnk} — капитальные затраты; S_{jnk} — амортизационные отчисления; f_{jnk} — стоимость топлива. Индексы: k — номер блока; j — номер периода; n — номер конфигурации. Оптимальной считается такая комбинация технологий, видов топлива и графиков ввода блоков, которая обеспечивает выполнение условия:

$$\min_n \sum_j s_j^n \quad (2)$$

Для проведения таких расчетов обычно используются специально разработанные компьютерные программы, которые позволяют значительно ускорить процедуру обработки большого объема необходимой информации. В данной работе для выполнения расчетов использовалась программа *WASP III plus* (Wien Automated System Planning). В этой программе учитывается большинство основных характеристик электрогенерирующей системы, которые включают: установленную мощность блоков; технические и экономические характеристики блоков; график почасовой нагрузки системы; технологии, которые могут быть использованы для замещения выводимых из эксплуатации блоков; характеристики применяемого топлива; требования к надежности снабжения электроэнергией.

Основной задачей, которая решается с помощью программы WASP, является выбор наиболее оптимального плана ввода новых блоков в систему. Под оптимальным планом в этом случае понимается такая последовательность ввода новых блоков, которая обеспечивает минимум затрат на производство электрической энергии при сохранении требуемого уровня надежности системы в целом. Процедура выбора оптимального плана показана на рис. 2; она строится следующим образом. Пусть компоненты вектора $X(t)$ представляют собой мощности блоков, которые образуют систему электрогенерирующих источников в момент времени t . Компоненты вектора $D(t)$ представляют собой мощности блоков, добавляемых в систему. Тогда состояние системы в момент времени t_i может быть представлено в виде:

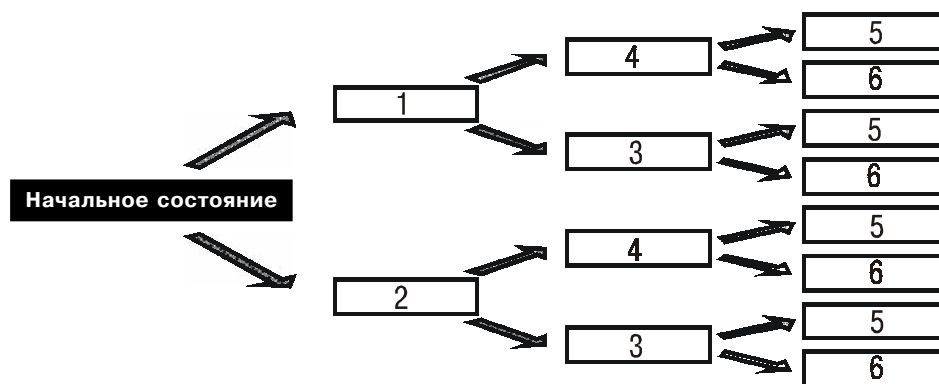
$$X(t_i) = X(t_0) + D(t_i) \quad (3)$$

Так как комбинация добавляемых в систему блоков различно, то состояние системы $X(t_i)$ может быть представлено как состоянием 1, так и состоянием 2 (см. рис. 2). Последовательное применение выражения (3) приводит к общему выражению:

$$X(t_j) = X(t_0) + \sum_{j=1}^j D(t_j) \quad (4)$$

Из выражения (2) следует, что состояние системы в момент времени t_j равно начальному состоянию плюс сумма последующих решений о добавлении блоков в систему. При этом, как следует из рис. 2, количество возможных состояний системы на каждом временном шаге может быть достаточно велико. Таким образом, задача оптимизации сводится к выбору такой последовательности решений $D(t_j)$, которая приводит к минимальным значениям целевой функции. Эта последовательность может быть найдена с использованием метода динамического программирования Белмана.

Рис. 2. Выбор оптимальной последовательности состояний системы



Применительно к системе электрогенерирующих источников этот метод может быть проиллюстрирован следующим образом. Предположим, как показано на рис. 2, из начального состояния возможен переход как в состояние 1, так и в состояние 2. Целевые функции каждого перехода равны S_1^1 и S_1^2 соответственно. На следующем временном шаге возможен переход в состояния 3 и 4 как через состояние 1, так и через состояние 2. Таким образом, целевые функции перехода в состояние 3 равны:

$$L_1 = S_1^1 + S_2(1 \rightarrow 3) \quad (5)$$

$$L_2 = S_1^2 + S_2(2 \rightarrow 3), \quad (6)$$

где $S_2(1 \rightarrow 3)$ и $S_2(2 \rightarrow 3)$ — целевые функции перехода в состояние 3 через состояния 1 и 2 соответственно. Если выполняется условие $L_1 < L_2$, то переход в состояние 3 через состояние 2 считается неэкономичным, и целевая функция состояния S_2^3 принимается равной значению L_1 . Последовательное применение этой процедуры для определения целевых функций переходов в состояния 4, 5 и 6 позволяет выбрать оптимальную последовательность состояний из условия $S = \min \{S_3^5, S_3^6\}$.

В настоящее время основная проблема производства электрической энергии в Беларуси заключается в выборе оптимального инвестиционного плана ввода мощностей для компенсации выбывающего из эксплуатации оборудования. Принципиальным вопросом является выбор между вводом новых мощностей и

капитальным ремонтом блоков, парковый ресурс которых выработан. Кроме того, в случае ввода новых блоков необходимо определить наиболее предпочтительные технологии и виды топлива.

При выборе сценариев развития системы генерирующих источников прежде всего принимались во внимание доступные в настоящее время технологии производства электроэнергии и типы топлива. В число рассматриваемых технологий были включены:

- паровые турбины;
- парогазовые установки;
- газовые турбины;
- атомные электростанции.

Учитывая, что в настоящее время капитальные удельные затраты ветровых установок и солнечных преобразователей существенно превышают экономически целесообразные пределы, в сценариях развития системы электрогенерирующих источников были рассмотрены следующие технологии производства электрической энергии и виды топлива.

Сценарий 1	Паровые турбины типа ПТ, Т	Природный газ
	Паровые турбины типа К	Природный газ
	Парогазовые установки (CC90)	Природный газ
	Газовые турбины (ГТР1)	Природный газ
Сценарий 2	Паровые турбины типа ПТ и Т	Природный газ
	Паровые турбины типа К	Ядерное топливо
	Парогазовые установки (CC90)	Природный газ
	Газовые турбины (ГТР1)	Природный газ

Существует множество причин значительной разницы в стоимости строительства атомных станций. Некоторые связаны с разными обменными курсами валют, стоимостью рабочей силы, сервиса и материалов. Это, в частности, объясняет высокую стоимость строительства в Японии. Но основным параметром, определяющим базовую стоимость строительства, несомненно, является единичная мощность блоков и их количество на одной станции. Значительное сокращение стоимости строительства достигается при строительстве нескольких блоков в одном месте. При этом уменьшаются затраты на создание инфраструктуры, проектные и изыскательские работы, более эффективно используется квалифицированный персонал. Именно по этим причинам относительно более низкая стоимость строительства отмечается во Франции.

Продолжительность строительства атомных станций в мировой практике изменялась от 36 месяцев (блоки TSURUGA-1, 341МВт и IKATA-2, 538МВт с реакторами BWR в Японии) до 210 месяцев (LAGUNA VERDE-2, 654МВт с реакторами BWR в Мексике). Блок WATTS BAR-1, 1170МВт, с реактором PWR, в США: его строительство было начато в 1972 г., затем заморожено, а после возобнов-

ления строительства этот блок подключили к сети в 1996 г. Таким образом он стал рекордсменом по долгострою — 279 месяцев. Если исключить случаи замедления или временного прекращения строительства, связанные с аварией на ЧАЭС, финансовыми трудностями, общественно-политической обстановкой и т. д., то среднее время строительства энергоблоков составляет примерно 80 месяцев для Канады, 71 — Швеции, 70 — Франции, Финляндии и России, 63 — Южной Кореи и 49 месяцев — Японии.

Это соизмеримо или несколько больше, чем время строительства блоков на угле (от 5 до 6 лет) и природном газе (от 3 до 6 лет). Сроки строительства существенно влияют на суммарные затраты на строительство атомных станций при высоких значениях параметра дисконтирования. Так, при значении параметра дисконтирования 10% оплата финансовых услуг при строительстве, которая включена в суммарную стоимость строительства, может составлять от 25 до 30% от суммарной стоимости. Разрабатываемые в настоящее время реакторы имеют более простую конструкцию; предполагается, что время строительства таких реакторов сократится, и, следовательно, они будут иметь более низкую суммарную стоимость строительства. В табл. 1 приведены капитальные затраты и сроки строительства АЭС в Российской Федерации.

Таблица 1. Капитальные затраты и сроки строительства АЭС

Параметр	АЭС с ВВЭР-1000 2-блочная	АЭС с ВВЭР-640 3-блочная
Мощность, МВт	2000	1920
Капитальные удельные затраты на строительство, USD/кВт	773.6	891.9
Срок строительства, год		
– внеплощадочный подготовительный период	3	3
– строительство до пуска в эксплуатацию первого блока	5	5
– второй блок	2	2
– третий блок	0	2
Всего	10	12
Стоимость подготовительных работ, USD тыс./кВт		
Внеплощадочных	7	7
Развитие инфраструктуры	193	222
Оплата финансовых услуг, %	20	20
Капитальные суммарные затраты, USD/кВт	1128.32	1299.28

Источник: АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ, Москва, Санкт-Петербург, Российская Федерация.

Основные технические и экономические характеристики блоков, которые рассматриваются как кандидаты для замещения устаревшего оборудования, приведены в табл. 2 и 3. Для АЭС выбраны наиболее пессимистичные технические и экономические характеристики.

Таблица 2. Технические характеристики блоков, рассматриваемых для замещения выводимого из эксплуатации оборудования

Тип оборудования	Мощность, МВт	Тип топлива	Удельный расход теплоты, кКал/кВт.ч		Аварийные остатки	Плановые остатки	Эксплуатационные затраты	
			Минимум нагрузки	Средний	%	дни	фиксиров., USD/кВт.мес	переменные, USD/МВт.ч
Газовые турбины	20	газ	2642	1782	10,7	22	1.384	1,2
ПГУ	90	газ	2146	1561	7,3	53	1.825	1,2
Теплофикационные турбины	60	газ	2753	1770	7,1	57	1.14	8,2
Конденсационные турбины	300	газ	2118	1908	6	62	0.74	5.34
АЭС	640	ядерное	2270	2270	11	60	5.004	1,2

Источник: Шляхин П. Н. Паровые и газовые турбины. М.: "Энергия", 1974.

Таблица 3. Экономические характеристики блоков для замещения выбывающих мощностей

Тип оборудования	Капитальные затраты, включая оплату финансовых услуг, USD/кВт	Оплата финансовых услуг, %	Срок строительства, год	Время эксплуатации, год
Газовые турбины	848	13.79	3.5	25
ПГУ	1116	10.02	3	25
Теплофикационные турбины	940	12.08	2	25
Конденсационные турбины	755	10.02	2.5	25
АЭС	1299	10.45	8	50

Источник: экспертные оценки.

Стоимость вывода энергетических реакторов из эксплуатации оценивается на основе опыта, полученного при снятии с эксплуатации меньших, но аналогичных по конструкции исследовательских реакторов и замещении основных компонентов оборудования энергетических реакторов. Хотя эти оценки изменяются в широких пределах в зависимости от национального регулирования деятельности, связанной с использованием атомной энергетики, они оказываются в довольно узком интервале, если выражены в относительных долях от суммарной стоимости строительства. Стоимость снятия реакторов с эксплуатации составляет от 10 до 20% суммарной стоимости без учета изменения стоимости денежных средств. Поскольку снятие с эксплуатации осуществляется через 30–40 лет после начала строительства, эти затраты должны быть приведены к

моменту начала строительства с учетом изменения стоимости денег. В этом случае при параметре дисконтирования 10% стоимость снятия с эксплуатации составляет менее 2% суммарной стоимости строительства.

Стоимость топлива для атомных станций обычно составляет около 20% суммарной дисконтированной стоимости производства электроэнергии при значении параметра дисконтирования 5% и менее 15% — при 10%. Для тяжеловодных реакторов стоимость топливного цикла значительно ниже и составляет менее 5% от стоимости производства электроэнергии. В последние годы стоимость топлива для всех без исключения типов реакторов существенно снизилась. По сравнению с 1985 г. стоимость топлива снизилась на 40%. Это снижение связано с улучшением характеристик реакторов и самого топлива, падением цен на уран и совершенствованием технологий при переработке.

Стоимость топлива для ядерных реакторов находится в пределах от 0.5 до 0.7 цент/кВт.ч для легководных и от 0.2 до 0.3 цент/кВт.ч для тяжеловодных реакторов (табл. 4). Стоимость топливного цикла включает стоимость добычи урана, переработки, обогащения и изготовления топливных элементов. Полный топливный цикл дополнительно включает стоимость хранения отработанного топлива, его переработки и обращения с радиоактивными отходами. При полном замкнутом топливном цикле учитывается стоимость полученного в результате переработки урана и плутония. Совершенствование технологии производства топлива для ядерных реакторов привело к снижению стоимости обогащения на 30% в период 1985–1990 гг. Ожидается, что эта тенденция сохранится не только в связи с улучшением технологии производства топлива, но и по причине превышения предложения над спросом на рынке. Кроме того, суммарная стоимость производства электроэнергии на атомных электростанциях в значительно меньшей степени зависит от колебаний цен на топливо, поскольку доля стоимости топлива в суммарных затратах относительно невелика.

Таблица 4. Структура стоимости топлива для атомных станций с реактором типа PWR

Стадия изготовления топлива	Стоимость, USD/Гкал
<i>Начало топливного цикла</i>	
Приобретение урана	0.197
Конверсия	0.032
Обогащение	0.434
Изготовление тепловыделяющих элементов	1.084
Стоимость прямого цикла	1.747
<i>Конец топливного цикла</i>	
Транспортировка	0.197
Переработка	0.032
Хранение высокоактивных отходов	0.355
Стоимость обратного цикла	0.583
Полная стоимость топлива	2.330

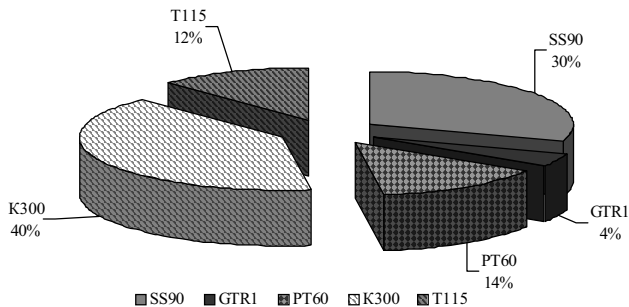
Источник: OECD/NEA. *The Economics of Nuclear Fuel Cycle*. Paris, 1994; экспертные оценки.

Несмотря на то что большинство экспертов полагают, что в ближайшем будущем не ожидается рост цен на ядерное топливо, в исследованиях по оптимизации энергетической системы Беларуси принято предполагать, что стоимость полного топливного цикла будет увеличиваться на 0,5% в год.

С помощью программы *WASP III plus* для каждого сценария развития энергосистемы рассчитано более 10000 различных вариантов графиков ввода блоков. За оптимальный принимался такой вариант, который обеспечивает минимальную суммарную стоимость производства электроэнергии системы генерирующих источников в целом. При этом необходимое резервирование мощностей для покрытия пиковых нагрузок определялось с учетом графика почасовой нагрузки в системе, при условии, что вероятность потери нагрузки находится в пределах 7–10 дней в году. Все расчеты выполнялись при параметре дисконтирования 8%. Для расчетов прогнозов цен на топливо использовались данные из *Energy Information Administration* и *Institute Energy Research/Russian Academy of Sciences*.

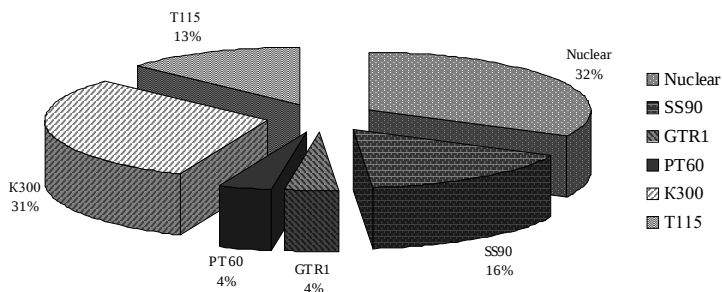
На рис. 3 и 4 показаны оптимальные конфигурации системы электрогенерирующих источников в 2020 г., которая соответствует минимуму затрат на производство электрической энергии.

Рис. 3. Оптимальная конфигурация электрогенерирующих источников для Сценария 1



Источник: расчеты автора.

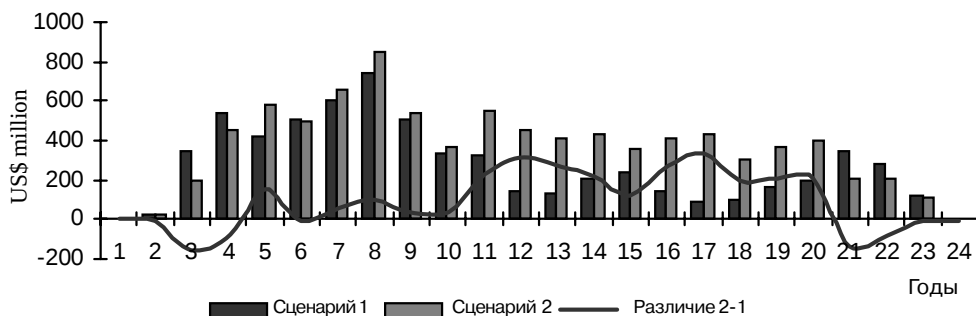
Рис. 4. Оптимальная конфигурация электрогенерирующих источников для Сценария 2



Источник: расчеты автора.

На рис. 5 показано сравнение капитальных затрат, необходимых для реконструкции системы электрогенерирующих источников. Как показывают расчеты, реализация *Сценария 2* требует больших капитальных затрат — в среднем на USD 95 млн в год.

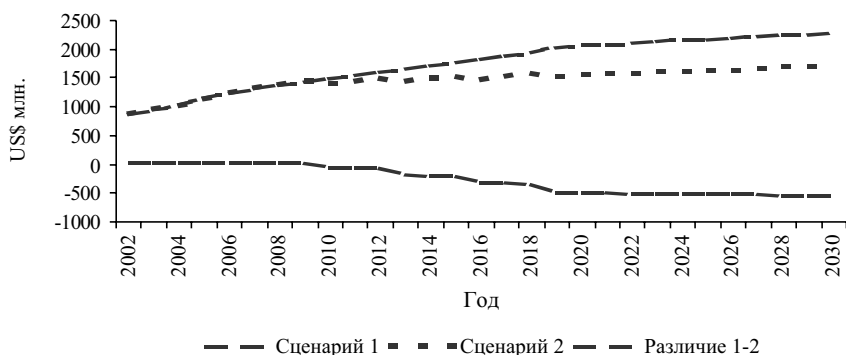
Рис. 5. Капитальные затраты для реконструкции системы электрогенерирующих источников для выбранных сценариев



Источник: расчеты автора.

На рис. 6 приведено графическое отображение затрат на топливо для двух сценариев. Как следует из рисунка, при реализации *Сценария 2* после пуска в эксплуатацию всех блоков АЭС можно экономить порядка USD 400 млн в год преимущественно на импорте природного газа.

Рис. 6. Сравнение затрат на топливо для двух сценариев

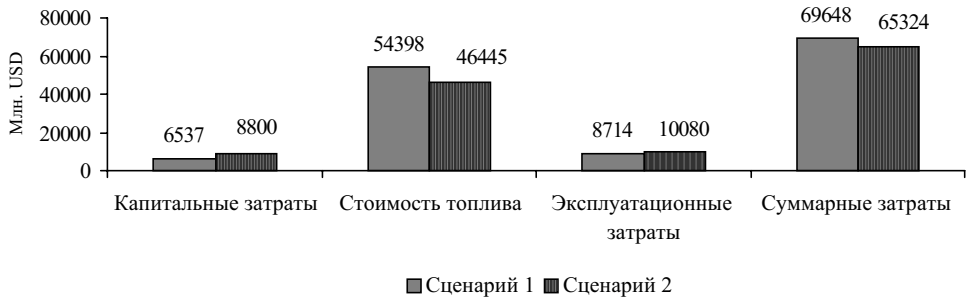


Источник: расчеты автора.

Сравнение суммарных составляющих затрат на производство электрической энергии приведено на рис. 7. На рисунке приведены недисконтированные суммарные затраты на производство электрической энергии до 2030 г. в предположении, что при реализации того или иного сценария до конца 2030 г. не потребуются значительные инвестиции в систему электрогенерирующих источников. Капитальные и эксплуатационные суммарные затраты для *Сценария 2* выше, чем для *Сценария 1*, на USD 2.3 и 1.4 млрд соответственно. Суммарные

затраты на топливо в *Сценарии 2* меньше на USD 8 млн. Таким образом, реализация *Сценария 2* позволяет уменьшить суммарные затраты на производство электрической энергии на USD 4.3 млрд в течение периода до 2030 г.

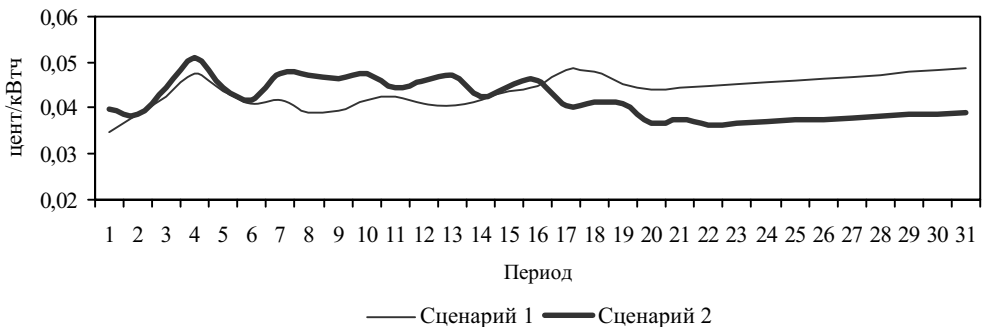
Рис. 7. Суммарные затраты на производство электрической энергии в течение периода до 2030 г.



Источник: расчеты автора.

Себестоимость производства электроэнергии показана на рис. 8. Эта себестоимость выше для *Сценария 2* в период активных капитальных вложений в строительство АЭС, но затем существенно снижается и в последующих периодах становится примерно на 20% ниже, чем для *Сценария 1*.

Рис. 8. Себестоимость производства электроэнергии, цент/кВт.ч



Источник: расчеты автора.

4. Заключение

Введение атомной энергетики в топливно-энергетический баланс страны позволит осуществить диверсификацию использования топливно-энергетических ресурсов, динамично развивать использование нетрадиционных источников энергии, требующих резервирования мощностей, обеспечивая тем самым устойчивое развитие экономики.

Несмотря на значительный объем капитальных вложений, характерных для строительства атомных электростанций, технико-экономический анализ раз-

личных вариантов развития системы электрогенерирующих источников в Беларуси показывает, что в республике целесообразно развивать атомную энергетику. Расчеты также показывают, что строительство АЭС позволит уменьшить стоимость производства электрической энергии на 15–20%. Кроме того, введение в энергосистему страны АЭС позволит заместить использование 3.51 млрд м³ природного газа, а также сократить выбросы парниковых газов в атмосферу ориентировочно на 7–10 млн т и тем самым повысить экономические выгоды Беларуси от использования механизмов реализации Киотского протокола.

Литература

1. Wien Automatic System Planning (WASP) A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-III Plus User's Manual. Vol. 1. International Atomic Energy Agency. Vienna, 1995.
2. Wien Automatic System Planning (WASP) A Computer Code for Power Generation System Expansion Planning, Version WASP-III Plus Appendices. Vol. 2. International Atomic Energy Agency. Vienna, 1995.
3. Energy Information Administration: www.eia.doe.gov.
4. Institute Energy Research/Russian Academy of Sciences. Report 3.11-M. 1993.

Экономические аспекты развития атомной энергетики в Беларуси

проф. фон Хиршхаузен К., Румянцева И., Университет Дрездена

1. Введение

В настоящее время, когда речь заходит о политике в области энергетики, атомная энергия возвращается на повестку дня во многих странах мира. Это, в частности, касается стран с развивающейся рыночной экономикой и стран переходного периода в Восточной Европе и СНГ, включая и Беларусь. При этом некоторые считают атомную энергию панацеей для зависимых от импорта энергоресурсов стран, которые сталкиваются с растущим внутренним потреблением электроэнергии. Вместе с тем в разгаре дебатов часто забывается, что развитие атомной энергетики является технически сложной задачей и требует значительных финансовых средств. Это касается как оборудования атомной электростанции, так и колебаний топливного цикла. За последние 25 лет ни в одной стране мира с рыночной экономикой ни одна частная компания не решилась инвестировать в атомную энергетику без поддержки государства или без предоставления гарантий покупки произведенной энергии.

В настоящее время Беларусь не испытывает энергетического кризиса, но вместе с тем находится в непростой ситуации относительно своего главного поставщика энергоресурсов: большая часть первичной энергии импортируется из России (около 80%, почти полностью природный газ). Внутренние резервы традиционных источников энергии низки, торф довольно "грязный" и неэкономичный, а потенциальные источники возобновляемой энергии также незначительны. Сегодня в стране обсуждаются стратегии диверсификации, и одной из них является строительство атомной электростанции, что могло бы покрыть в 2020 г. 11% потребления первичной энергии. Станция мощностью 2 гигаватта способна генерировать 12 тераватт ежегодно, покрывая около 30% прогнозируемого объема потребления электроэнергии. До сих пор не проведен анализ подобного проекта для изучения уровня затрат на производство энергии белорусской атомной электростанцией.

Принимая во внимание нынешнее положение вещей, Немецкая экономическая группа инициировала исследование экономики развития атомной энергетики в Беларуси. Целью исследования является проведение сбалансированной оценки выгод и затрат развития атомной энергетики и выработка нейтральных рекомендаций относительно проведения политики в данной области. Настоящее исследование структурировано следующим образом: в первой части главы 2 дается краткая характеристика различных технологий производства атомной энергии — как тех, которые уже существуют сегодня, так и тех, появление которых ожидается в будущем. В этом отношении у Беларуси есть выбор:

инвестировать в традиционные ядерные технологии России или импортировать западные реакторы. Далее в главе 2 представлен экономический анализ атомной энергетики в различных странах мира. В следующих двух главах более тщательно анализируется экономика развития атомной энергетики в Беларуси: в главе 3 рассматриваются недостатки нынешней политики Беларуси в области энергетики, в то время как глава 4 представляет собой исследование финансовой целесообразности, проведенное на основе доступной информации и экспертных предположений о развитии электроэнергетики в будущем.

2. Технологии и экономика атомной энергетики: современное состояние

2.1. Нынешние технологические тенденции

В данной главе дается характеристика технических возможностей, которые теоретически доступны в Беларуси. Атомные реакторы классифицируются по поколениям. Реакторы первого поколения разработаны в 1950–1960-х гг. Они основаны главным образом на использовании природного урана в качестве топлива и графита в качестве замедлителя. Это означает, что им не присуща внутренняя безопасность. Большинство используемых ныне реакторов являются реакторами второго поколения: реакторы с кипящей водой (РКВ) и реакторы с водой под давлением (РВД). В большинстве случаев в таких реакторах используются обогащенный уран в качестве топлива и вода в качестве охлаждающей жидкости и замедлителя. Реакторы третьего поколения с повышенным уровнем безопасности и эффективности в настоящее время дорабатываются с целью достижения более высокой конкурентоспособности по стоимости. Первые такие реакторы уже работают в Японии. Разработка более нового — четвертого — поколения реакторов находится на этапе планирования. Их использование начнется не раньше 2025 г. (а то и позже). Точное определение экономической эффективности является практически невозможным в настоящее время. Реакторы первого, второго и третьего поколений повторно используют плутоний (и могут также возвращать в оборот уран), а реакторы четвертого поколения, как ожидается, будут работать на полном повторном использовании актинида (табл. 1).¹

По всему миру сейчас используется около 440 реакторов второго поколения. Около половины установлено в Европе, включая и страны бывшего Советского Союза. Большинство являются реакторами либо с кипящей водой (РКВ), либо с водой под давлением (РВД). РВД является наиболее используемым типом реактора. В нем обычная вода служит и охлаждающей жидкостью, и замедлителем. Конструкция включает два цикла: первый контур проходит через сердцевину реактора, во втором — посредством теплообменника образуется пар, который приводит в действие турбину для генерирования электроэнергии. Существует два типа РВД: американский Westinghouse и советский VVER. VVER 440/230 является самым старым реактором серии VVER. У него особая конструкция и

¹ В Таблице 1 представлен обзор ядерных технологий, используемых в разных странах мира по состоянию на 2003 г. В приложение 1 более подробно охарактеризованы различные типы реакторов.

система безопасности. Этот реактор классифицируется как реактор высокого риска. Эксперты Европейского Союза считают, что этот тип реактора не подлежит модернизации и эксплуатация такого рода реакторов должна быть прекращена в ближайшем будущем (Agenda 2000, 15.07.1997).

Таблица 1. Атомные электростанции в мире, по состоянию на 2003 г.

Тип реактора	Основные страны	Количество	Мощность, GW	Топливо	Охлаждение	Замедлитель
Реактор с водой под давлением (РВД)	США, Франция, Япония, Россия	263	237	Обогащенный UO_2	Вода	Вода
Реактор с кипящей водой (РКВ)	США, Япония, Швеция	92	81	Обогащенный UO_2	Вода	Вода
Газоохлаждаемый реактор (Magnox и AGR)	Великобритания	26	11	Природный U, обогащенный UO_2	CO_2	Графит
Реактор с тяжелой водой под давлением CANDU (РТВД)	Канада	38	19	Природный UO_2	Тяжелая вода	Тяжелая вода
Графитовый реактор с легкой водой (реактор большой мощности, канальный) (РБМК)	Россия	17	13	Обогащенный UO_2	Вода	Графит
Реактор на быстрых нейтронах (РБН)	Япония, Россия, Франция	3	1	PuO_2 и UO_2	Жидкий натрий	Отсутствует
Всего		439	361			

Источник: Всемирная атомная ассоциация (World Nuclear Association).²

У реакторов с кипящей водой только один контур. Пар переходит непосредственно на турбины, которые, таким образом, являются частью контура реактора. Подобная технология позволяет сократить потери тепла до минимума. Вода вокруг сердцевины реактора содержит следы радионуклидов, поэтому турбины необходимо экранировать.

Газоохлаждаемый реактор (Advanced Gas-Cooled Reactor — AGR) является реактором второго поколения английских газоохлаждаемых реакторов. В качестве замедлителя используется графит, охлаждающего вещества — углекислый газ, а в качестве топлива — оксид урана. Этот тип реактора является военной разработкой.³ AGR был разработан на основе реактора Magnox, в

² Информация получена 5 сентября 2005 года из www.world-nuclear.org.

³ Реакторы с графитовым замедлителем используются для производства плутония для ядерного оружия.

котором также используется графит в качестве замедлителя и углекислый газ в качестве охладителя. Несколько таких реакторов работают в Великобритании и по настоящий день.

Последний, но не менее важный тип реактора, это реактор большой мощности — каналный (РБМК), в котором в качестве замедлителя также используется графит. Это советский реактор, разработанный на основе реакторов для производства плутония. Сейчас в мире эксплуатируется 14 таких реакторов, причем все в странах бывшего Советского Союза.⁴ Это реактор с кипящей водой, напорными трубками, графитовым замедлителем и водой в качестве охлаждающей жидкости. Малообогащенный уран используется в качестве топлива. При замедлении, осуществляемом в основном стационарным графитом, излишнее кипение ухудшает охлаждение и поглощение нейтронов, не задерживая при этом реакцию деления, что, в свою очередь, может вызвать проблему положительной обратной связи. В случае протекания напорных трубок процесс охлаждения останавливается, а цепная реакция продолжается. В результате реактор перегревается и вызывает серьезное беспокойство с точки зрения безопасности.⁵

2.2. Экономический анализ атомных станций в международном контексте

В последние годы особенно активно обсуждается вопрос о строительстве атомных электростанций в связи с необходимостью уменьшения выбросов углекислого газа. Вполне вероятно, что произойдет увеличение мировых ядерных мощностей, особенно в странах Азии и в России. Что касается Европы, то строительство нового реактора сейчас идет в Финляндии, а во Франции рассматривается возможность строительства реакторов третьего поколения.⁶ В целом, в настоящее время в мире строится 20 реакторов (14 ГВт)⁷, 39 реакторов (41.4 ГВт) находятся на этапе планирования и еще необходимость строительства 73 реакторов (58.1 ГВт) находится на стадии рассмотрения⁸.

Два самых последних исследования экономических и технических аспектов атомной энергетики проведены Массачусетским технологическим институтом (MIT, 2003) и Чикагским университетом (2004). Основной целью этих исследований является изучение потенциальной роли атомной энергии в обеспечении уменьшения углеродных выбросов. Следовательно, атомная энергия анализируется в сравнении с традиционными способами получения энергии (уголь и природный газ). В исследовании Массачусетского технологического института делается вывод о том, что в странах с рыночной экономикой, характеризую-

⁴ Например, РБМК-1500 в Игнаине (Литва) — второй по величине реактор в мире.

⁵ Подобными обстоятельствами была вызвана авария на Чернобыльской АЭС, где использовался реактор РБМК-1000.

⁶ В Приложение 2 дан обзор ситуации в Финляндии, России, Китае и Индии.

⁷ Румыния (1), Россия (4), Канада (1), Аргентина (1), Китай (2), Индия (8), Иран (1), Япония (1), Корея (1).

⁸ Информация получена 5 сентября 2005 г.: www.world-nuclear.org.

щихся значительной степенью неопределенности, при существующих ценах на сырье, высокая капиталоемкость делает атомную энергетику неконкурентоспособной по сравнению с традиционными тепловыми электростанциями, работающими на угле или газе (MIT, 2003). В исследовании Чикагского университета (2004) делается акцент на экономических вопросах, но результаты подтверждают выводы, сделанные учеными из Массачусетса: при сравнении размеров нормированной стоимости электроэнергии атомная энергия системно оказывается более дорогой по сравнению со станциями, работающими на угле или природном газе (табл. 2).

Таблица 2. Стоимость производства электроэнергии

Исследование Источник энергии	Массачусетс	Чикаго	Модель ⁹ EE ²
Атомная	6.7 центов/кВт.ч ¹⁰	5.1–8 центов/кВт.ч	5.1 центов/кВт.ч
Уголь	4.2 центов/кВт.ч ¹¹	3.7–4.8 центов/кВт.ч	3.4 центов/кВт.ч
Газ (газотурбинная установка замкнутого цикла)	4.1 центов/кВт.ч ¹²	3.8–4.0 центов/кВт.ч	3.5 центов/кВт.ч

Кроме высокой степени экономической неопределенности, есть и другие факторы, которые могут вызвать серьезные проблемы при использовании атомной энергии.

- *Безопасность*: обращая внимания на традиционные вопросы безопасности, связанные с эксплуатацией ядерного реактора, в исследовании Массачусетского технологического института также подчеркивается, что в настоящее время нет достаточных знаний о безопасности всего топливного цикла, то есть за рамками работы реактора (MIT, 2003). Сюда включается и вопрос безопасности заводов по переработке топлива, и то, что опасность террористических атак при этом намного выше (MIT, 2003).
- *Отходы*: в настоящее время ни одна страна, использующая атомную энергию, не смогла полностью решить вопрос утилизации отходов. Безопасность геологической утилизации в перспективе на тысячи лет все еще требует достаточных доказательств. У закрытого топливного цикла, помимо дороговизны, есть свои риски. В результате, массачусетские исследователи рекомендуют использовать в ближайшие 50 лет открытый топливный цикл однократной циркуляции как наилучший выбор, адекватный вышеуказанным проблемам (MIT 2003). При этом не существует недостатка урана, который мог бы вызвать ограничения для использования этой стратегии.

⁹ Цены на топливо по состоянию на 2001 г. Более подробно о полученных результатах см.: Приложение 4.

¹⁰ Для АЭС мощностью 1 ГВт при эксплуатации в течение 40 лет.

¹¹ Без учета налога на углеродные выбросы.

¹² Умеренный газ, без учета налога на углеродные выбросы.

- *Распространение*: этот риск не характерен для Беларуси, но он является важным (и часто недооцениваемым) аспектом атомной энергии. Ученые из Массачусетса пришли к выводу о том, что “международный режим мер безопасности неадекватен угрозам безопасности расширяющегося масштаба использования атомной энергии. Система переработки, используемая в настоящее время в Европе, Японии и России, включающая сепарацию и повторное использование плутония, несет риск распространения” (MIT, 2003).

Для сравнения издержек различных технологий производства энергии в международном контексте разработана модель чистой текущей стоимости.¹³ Модель позволяет рассчитать годовую стоимость и результаты в цене за киловатт-час. В общую стоимость включаются необходимые инвестиционные затраты, стоимость топлива, рабочей силы, обслуживания и эксплуатации, а также вспомогательные издержки и затраты на утилизацию. Дополнительно рассчитываются затраты на переработку отработанного ядерного топлива и стоимость полного вывода АЭС из эксплуатации. Кроме финансовых показателей, для каждого типа АЭС необходимо составление технической спецификации. Финансовые и технические предположения при расчетах основаны на международном опыте и стандартах.

Проведенное нами сравнение подтверждает выводы исследователей из Массачусетса и Чикаго: АЭС являются неконкурентоспособными по сравнению со станциями, работающими на угле или газе (см. табл. 2). Представленная здесь модель показывает, что стоимость одного киловатт-часа при использовании стандартного ядерного реактора составляет 5.1 цента против 3.4 и 3.5 центов при генерировании электроэнергии сжиганием угля и газа соответственно.¹⁴ Все исследования основаны на общих предположениях, которые не подходят для конкретных стран. В следующих главах рассматриваются конкретные условия, с которыми придется столкнуться в Беларуси при реализации соответствующих инвестиционных проектов.

3. Система электроэнергетики Беларуси и необходимость реформ

3.1. Общая характеристика¹⁵

В настоящее время управление белорусским сектором электроэнергетики осуществляется государственным концерном “Белэнерго”, созданным в 1995 г. Он подчинен Министерству энергетики и имеет в своей структуре ряд предприятий, среди которых шесть областных энергетических предприятий (облэнерго). В компетенцию “Белэнерго” входит:

- управление белорусской системой энергетики;
- производство, передача и распределение электрической и тепловой энергии;
- обслуживание электростанций и электро- и тепловых сетей;

¹³ Более подробное описание модели см.: Приложение 3.

¹⁴ Для реакторов со стоимостью производства наполовину меньшей по сравнению с обычной ночной стоимостью (~1,0 цент/кВт) результаты по атомной энергии приближаются к расчетным значениям для угля и газа, но все же они еще несколько выше; см.: Приложение 4.

¹⁵ Другие данные по энергетическому сектору Беларуси см.: Приложение 5.

- оперативно-диспетчерский контроль процесса производства и поставок электроэнергии;
- осуществление технического контроля условий работы электростанций и объектов сетей.

Тарифы на энергию устанавливаются Министерством экономики.¹⁶ “Белэнерго” проводит расчеты по сектору электроэнергетики на уровне концерна, а организации облэнерго проводят расчеты по теплу и передают их в концерн. Тарифы на все жилищно-коммунальные услуги регулируются Советом министров. В 2000–2005 гг. цены на электроэнергию увеличились в среднем на 51% (на 187.5% для домашних хозяйств) и пока покрывают расходы на производство, за исключением домашних хозяйств и жилищно-коммунальных услуг. Они колеблются между 2.66 и 6.02 цента за кВт.ч. Практика перекрестного субсидирования продолжается (табл. 3): тарифы для домашних хозяйств значительно ниже тарифов для промышленных предприятий, хотя доставка электроэнергии домашним хозяйствам стоит дороже.

Изучение потребления первичной энергии показывает, что в 2003 г. основную роль играли газ и нефть (59.9 и 21.7% соответственно). Местные ресурсы (торф, древесина, древесная стружка и биомасса) имеют 12%. В настоящее время изучается потенциал внутренних резервов, но ожидания малообещающие¹⁷.

Таблица 3. Стоимость производства электроэнергии и цены для различных групп потребителей, центов/кВт.ч

Цены \ Январь	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Динамика '00–'05
Государственные организации	3.50	3.39	3.39	3.00	4.02	4.02	14.86%
Промышленность	4.30	4.15	4.15	4.41	6.02	6.02	40.00%
Домашние хозяйства	1.20	1.26	1.19	2.39	3.32	3.45	187.50%
Жилищно-коммунальные услуги	3.58	3.53	3.39	2.44	2.66	2.66	–25.70%
Другие предприятия	4.30	3.39	4.15	4.41	6.02	6.02	40.00%
Стоимость	2.60	2.53	2.02	2.32	3.21	3.5	34.62

Источник: Ракова Е. (2005) *Мониторинг инфраструктуры Беларуси*; собственные расчеты.

Согласно информации “Белэнерго”, концерн может полностью удовлетворить потребность Беларуси в электроэнергии и до половины потребности в тепловой энергии. В настоящее время большей частью теплоэлектрические станции имеют установленную мощность в 7.8 гигаватт. Вместе с несколькими гидроэлектростанциями они произвели 30.4 тераватт в 2004 г., покрыв при этом 70–80% растущих внутренних потребностей. 4 тераватта было импортировано, в

¹⁶ Тарифы на тепло должны согласовываться с областными исполнительными комитетами, поскольку тепловая энергия производится и продается на местном уровне.

¹⁷ Есть несколько потенциальных месторождений нефти (3 млрд т промышленных резервов) и бурого угля (150 млн т промышленных резервов) на юге Беларуси (Минэнерго, 2005).

основном из Литвы и России. Необходимо отметить, что импорт электроэнергии снизился в 2004 г. на 46,5% по сравнению с предыдущим годом.

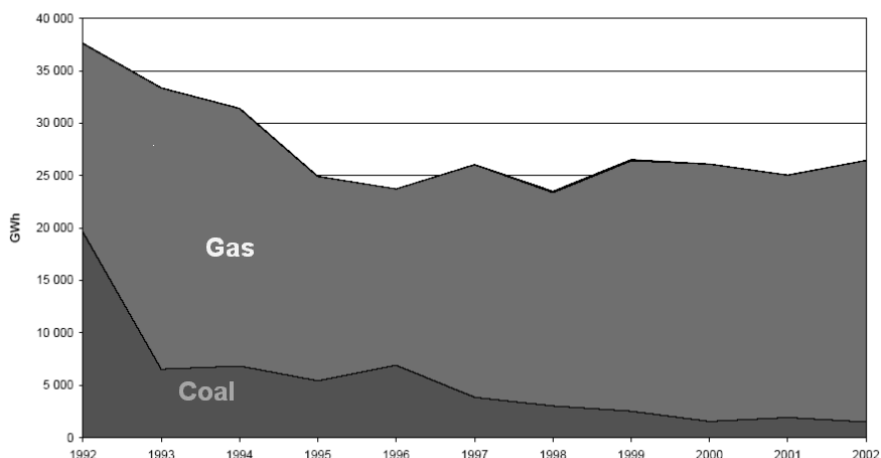
В 2003 г. около 80% объема потребления электроэнергии производилось внутри страны. Промышленные предприятия использовали более 60%, а городское население — около 20%. В настоящее время потребление электроэнергии постепенно повышается и, по официальному прогнозу при снижении импорта, должно достичь уровня в 41 тераватт к 2020 г.

3.2. Необходимость реформ

Для обеспечения эффективного функционирования при нынешних институциональных условиях модернизация энергетического сектора Беларуси невозможна. Несмотря на некоторый прогресс за прошедшие несколько лет в плане платежной дисциплины, сокращения долгов и бартера, а также повышения прозрачности системы ценообразования, сохраняется необходимость проведения коренных реформ. Одной из основных проблем является зависимость от поставок российского газа (90% всего импорта газа; Ракова, 2004), используемого для производства основного объема электроэнергии (рис. 1). Поскольку 95% всей электроэнергии страна получает путем сжигания газа (Павел Ф., Ракова Е., 2005b), высока степень уязвимости вследствие возможности повышения цен.

В начале износ основных фондов достиг 60,7% (Указ президента Республики Беларусь № 399, 2005). Электростанциям потребуется полная модернизация к 2009—2011 гг. (Павел Ф., Ракова Е., 2005b). Следовательно, значительная часть установленных мощностей будет недоступна для производства электроэнергии (рис. 2).

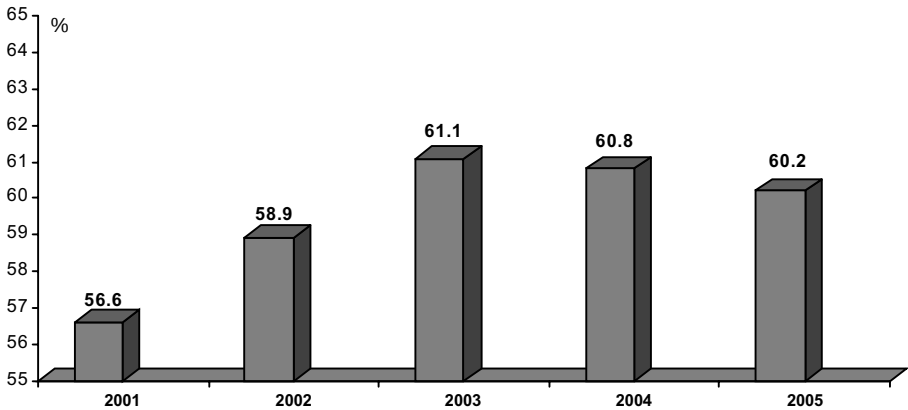
Рис. 1. Эволюция топливного производства электроэнергии в Беларуси, 1992–2002 гг.



Примечание. Светлое поле — природный газ; темное поле — уголь; единица измерения — ГВт·ч.

Источник: Международное энергетическое агентство (2005).¹⁸

¹⁸ Информация получена 18 октября 2005 г. из статистических материалов Международного энергетического агентства: <http://www.iea.org/statist/index.htm>.

Рис. 2. Истощение основных фондов предприятий Минэнерго

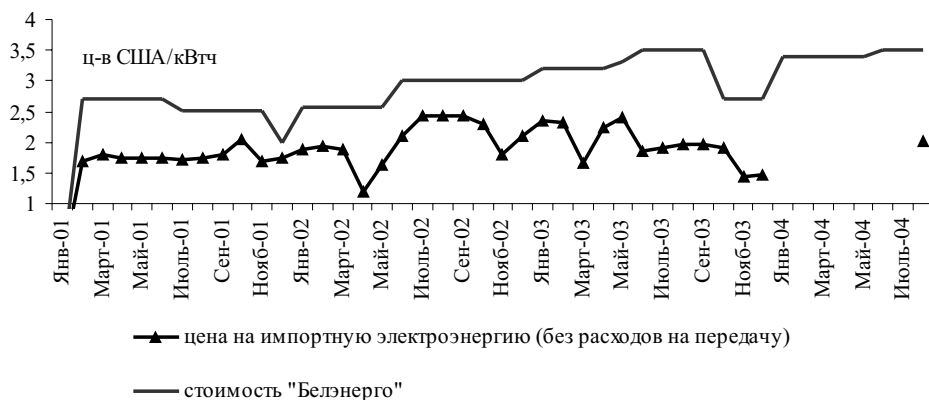
Источник: Минэнерго.

Централизованная и полностью государственная энергетическая система с нынешней практикой ценообразования не предоставляет адекватных стимулов для предприятий энергетической отрасли. Если предприятия снижают издержки, Министерство экономики требует снижения тарифов, тем самым сокращая их прибыль, которая необходима для реинвестирования. Неэффективная и непрозрачная система ценообразования с политически мотивированной практикой перекрестного субсидирования ведет к искажению стимулов для потребителей, в частности, при ослаблении бюджетных ограничений привилегированных предприятий и снижении заинтересованности населения экономить электроэнергию. Кроме того, эта практика создает дополнительное бремя для энергетического сектора: предприятиям этого сектора не компенсируются издержки вследствие применения льготных тарифов в отношении определенных групп потребителей. Как указывалось выше, непромышленные тарифы (для домашних хозяйств, жилищно-коммунальные услуги и т. д.) не покрывают долгосрочные предельные издержки производства.

Задержки в осуществлении платежей потребителями и неденежные формы расчетов могут быть сокращены с помощью соответствующей политики правительства. Наиболее дисциплинированными плательщиками являются частный сектор и население. Однако около 40–44% всего объема задолженности по белорусской экономике приходится на энергетику (Ракова Е., 2004). Хотя платежная дисциплина и улучшилась, многие предприятия, особенно сельскохозяйственные, просто не могут работать в более жестких условиях (Бабицкий Д. и др., 2005). Снижение тарифных надбавок по неденежным формам расчета и, соответственно, ослабление бюджетных ограничений для предприятий не защищают нерентабельные предприятия от серьезных последствий. Во избежание проблем все большее число предприятий обеспечивают себя энергоресурсами из собственных источников. Это, в свою очередь, ведет к увеличению издержек поставщиков энергоресурсов (Ракова Е., 2004). Неудивительно, что стоимость производства электроэнергии неконкурентоспособна. Это мож-

но видеть при сравнении цен импортной электроэнергии и стоимости производства "Белэнерго" (рис. 3). Сложная внутренняя ситуация становится еще сложнее, если принять во внимание растущие цены на энергоресурсы, особенно природный газ.

Рис. 3. Цены на импортируемую электроэнергию и стоимость производства электроэнергии предприятиями "Белэнерго"



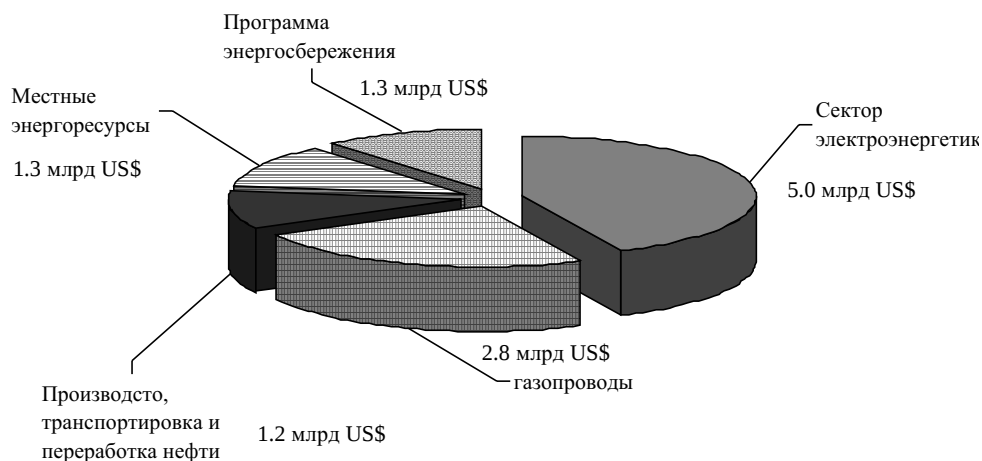
Источник: Ракова Е. (2004).

На этом фоне в августе 2005 г. правительство объявило о начале амбициозной государственной программы модернизации энергетического сектора на период 2006–2010 гг. (Указ президента Республики Беларусь № 399). Другой важный документ в этом смысле — Концепция энергетической безопасности Республики Беларуси (Минэнерго, 2005) — направлен на увеличение доли внутренних энергоисточников до 25% и полное обеспечение нужд внутренних потребителей электроэнергией собственного производства. Доля газа должна быть снижена с 95,4 до 83% в секторе электроэнергетики и с 78,2 до 60–64% в топливном балансе. Импорт энергоресурсов из России, составляющих в настоящее время 98%, должен снизиться до 84% к 2020 г. Предполагаемые инвестиции в основные фонды должны быть использованы для обновления одной трети всех производственных мощностей. Это поможет снизить соотношение полной мощности электростанции к максимальной нагрузке в энергетической системе (цель: со 140,6 до 115%). Утвержден бюджет USD 12 млрд для финансирования данных мероприятий (Рис. 4). Однако остается неясным, в какой степени эти инвестиции будут реально доступны для финансирования.

Хотя критики сомневаются в реализации программы, в ней содержится ряд важных мер для улучшения нынешнего состояния энергетического сектора Беларуси. Требование увеличить долю местных энергоресурсов вполне объяснимо, принимая во внимание политическую установку снижения зависимости от российского топлива. Однако необходимо отметить

некоторые недостатки данной стратегии, в частности ограниченный размер электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, недостаточную обеспеченность необходимыми объемами топлива, крупные инвестиции и негативные последствия для экологии (Павел Ф., Ракова Е., 2005b).¹⁹ Если государственная программа энергоэффективности будет реализована, это может привести к экономии в диапазоне 20–40% (Павел Ф., Ракова Е., 2005a).

Рис. 4. Объемы инвестиций для государственной энергетической программы



Источник: Минэнерго.

4. Перспективы атомной энергетики для Беларуси

4.1. Нынешнее состояние вопроса

В последние несколько лет атомная энергетика превратилась в тему, широко обсуждаемую как в средствах массовой информации, так и среди политиков в рамках дискуссии об энергетической политике государства. На повестку дня возвращаются планы, обсуждавшиеся в середине 1990-х гг. относительно строительства АЭС мощностью 1 гВт под Минском (Смоляр И., Ермашкевич В., 2000). Тем не менее общественная полемика имеет, по большей части, спекулятивный характер по причине опасения открытого обсуждения вопроса о строительстве АЭС в Беларуси, поскольку республика больше других стран пострадала от аварии на Чернобыльской АЭС.

¹⁹ При сжигании древесины, торфа, мазута и т. д. выбросы углекислого газа значительно возрастают. Кроме того, необходимо опасаться массового уничтожения лесов и болот.

Официальные сценарии, однако, всерьез рассматривают атомную энергию в качестве альтернативы для диверсификации поставок энергоресурсов.²⁰ Согласно официальным источникам²¹, работа по планированию АЭС должна завершиться к 2008 г., а начало строительства относится к 2009–2010 гг. Первый блок мощностью 1000 мегаватт может начать работу в 2015 г., а второй блок такой же мощности — в 2020 г.

Прогноз структуры топливного баланса, представленный на конференции по энергетике в Минске в октябре 2005 г., включает сценарий до 2020 г., в котором на атомную энергию приходится 11.3%. Это позволит сократить импорт природного газа с 60 в 2003 г. до 38.7% в 2020 г. (47% без атомной энергии). Подобный сценарий рассматривается для структуры топливного баланса с долей атомной энергии, составляющей 13.9% в 2020 г., и долей природного газа — 51.8% (против 77.1% в 2003 г.). В октябре 2005 г. начато научное исследование с целью изучения целесообразности строительства АЭС. В настоящее время рассматриваются шесть потенциальных площадок для АЭС в Беларуси (например, в Могилевской области — Быховская и Шкловско-Горецкая площадки).

4.2. Выбор российского реактора

Несмотря на то что Беларусь могла бы выбрать один из реакторов на международном рынке, предпочтение скорее всего будет отдано российскому реактору. Это связано как с политической близостью России, так и с тем фактом, что другие страны потребуют более строгих правил осуществления платежей по сравнению с россиянами. Поэтому наш экономический анализ принимает во внимание только четыре типа российских реакторов, которые могут быть закуплены Беларусью:

- **VVER 1000/ V-392:** модель V-392 является доработанной версией модели VVER-1000 и частью АЭС-392. Строительство V-392 ведется в Индии для шестого и седьмого блоков Нововоронежской АЭС. Кроме того, модель заявлена на возможную установку в Китае (Санмень и Янгжианг). Количество блоков в системе может быть от одного до четырех мощностью 640 или 1000 мегаватт соответственно;
- **VVER 1000/ V-428:** модель V-428 является частью АЭС-91, оснащена западными системами управления. Была продана Китаю (Тяньван), в 2002 г. заявлена для Финляндии. Модель V-428 имеет один или два блока мощностью 640 или 1000 мегаватт;

²⁰ Указ президента Республики Беларусь № 399 (см. выше). В докладе А. Якушева из белорусского Объединенного института энергетики и ядерных исследований “Сосны” (“Предпосылки развития атомной энергетики в Беларуси”. Минск, 02.11.2005) представлены результаты экономического исследования средних затрат на производство различных видов энергии, включая атомную. Ученый рассматривает атомную энергию как реалистичный способ диверсификации и стабилизации энергопоставок в Беларусь.

²¹ См.: указ президента Республики Беларусь № 399.

- **VVER 640/ RU V 407:** модель V-407 мощностью 640 мегаватт имеет повышенную степень безопасности; разработана совместно с *Siemens* (теперь *Framatom ANP*). Однако единственный реактор этого типа (в Сосновом бору, Ленинградская область) незавершен вследствие недостатка средств;
- **VVER 1500/ V-448:** в настоящее время Росатом (Федеральное агентство России по атомной энергии) работает над разработкой этой модели реактора с водой под давлением, мощность 1500 мегаватт. Конструкторские работы должны быть завершены в 2007 г., а первые блоки могут быть запущены в 2012–2013 гг. Ожидается, что строительство обойдется в ту же цену, что и модель V-320, то есть две трети стоимости 1 киловатта. Предварительно для установки этих крупных реакторов выбраны АЭС в Курске и Ленинградской области, где в настоящее время работают восемь реакторов РБМК на легкой воде с графитовыми замедлителями, построенные в 1974 г. Первый реактор планируется для Ленинградской АЭС-2.²²

4.3. Экспериментальный расчет стоимости АЭС для Беларуси

В *Приложении 3* описывается модель, примененная к условиям Беларуси для примерного расчета общей стоимости производства 1 киловатт-часа.²³ Были заданы соответствующие данные и внесены некоторые изменения. Все затраты рассчитывались на основании цен 2005 г. В случае отсутствия необходимых данных для Беларуси или России цены устанавливались на уровне 70% от среднего мирового уровня²⁴ (в частности, по вспомогательным расходам и затратам на утилизацию).

Коэффициент использования производственных мощностей установлен в соответствии со средним российским уровнем 0.7 (Международное агентство по атомной энергии, 2005), а коэффициент полезного действия — на уровне 0.32, как в массачусетском исследовании. Рассчитанная стоимость атомной энергии (без переработки и утилизации) — 0.271 цента за 1 киловатт-час. Стоимость переработки оценена в 0.104 цента за 1 киловатт-час. Стоимость полного закрытия станции оценивается в EUR 500 млн; расходы на персонал — USD 6000 на человека в год.

Что касается финансовых параметров, предполагается, что большая часть инвестиций (80%) финансируется за счет кредитов. Процентная ставка установлена на уровне 13% в соответствии с нынешним средним показателем для кредитов Всемирного банка; процентная ставка по собственному капиталу — 15% (как в исследовании ученых из Массачусетса).

²² Информация получена 20 октября 2005 г.: <http://world-nuclear.org>.

²³ В *Приложении 6* дан общий обзор допущений, предположений и результатов конкретно для Беларуси.

²⁴ Это, конечно же, приблизительная оценка, но, тем не менее, рациональная, что подтверждается эмпирическими данными: российская нефть, например, покупается Беларусью по цене, составляющей 70% от мирового уровня цен.

В дополнение к затратам в основных расчетах для Беларуси также рассмотрены затраты на развитие инфраструктуры, связанной со строительством АЭС. Эти затраты отнесены на капитальные расходы и составили USD 0.5 млрд.

4.4. Результаты

Затраты в основном рассчитывались по образцу общей модели, за исключением расходов на развитие инфраструктуры. Для более наглядного представления структуры затрат результаты расчетов разбили на несколько блоков (табл. 4). Первый блок — затраты на строительство — включает капитальные вложения и расходы на развитие инфраструктуры. Для рассматриваемых российских реакторов эти затраты находятся в пределах от 2.54 до 3.58 цента за 1 киловатт-час. Эксплуатационные расходы составляют 1.10 цента за 1 киловатт-час (независимо от типа реактора). Общая сумма расходов включает расходы на полное свертывание АЭС (0.15–0.20 цента за 1 киловатт-час) и составляет 3.80–4.83 цента за 1 киловатт-час. Предполагая, что стоимость полного свертывания АЭС обойдется в USD 5 млрд (как в случае с Игналинской АЭС в Литве), совокупная общая стоимость составит 5.19–6.24 цента за 1 киловатт-час.

Таблица 4. Результаты расчетов по российским реакторам

Реактор: VVER		1000	1000	1000	640	1500
		V 392 2x1000 МВт	V 392 3x640 МВт	V 428 2x1,000 МВт	V 407 3x640 МВт	V448 1x1500 МВт
Затраты						
Капитальные затраты	центы/ КВтч	2.388	2.004	2.448	3.042	2.466
Затраты на развитие инфраструктуры	центы/ КВтч	0.514	0.535	0.514	0.535	0.685
Строительство	центы/ КВтч	2.902	2.539	2.961	3.577	3.151
Топливо	центы/ КВтч	0.271	0.271	0.271	0.271	0.271
Персонал	центы/ КВтч	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Вспомогательные затраты	центы/ КВтч	0.034	0.034	0.034	0.034	0.034
Затраты на переработку	центы/ КВтч	0.104	0.104	0.104	0.104	0.104
Затраты на утилизацию	центы/ КВтч	0.672	0.672	0.672	0.672	0.672
Обслуживание и эксплуатация	центы/ КВтч	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Полное свертывание АЭС	центы/ КВтч	0.149	0.155	0.149	0.155	0.199
Общая стоимость	Центы/ КВтч	4.151	3.795	4.211	4.832	4.450
Производство электроэнергии в год	Тера- ватт-час	12.3	11.8	12.3	11.8	9.2
Доля прогнозируемого потребления		0.30	0.29	0.30	0.29	0.22

Таким образом, общая стоимость производства 1 киловатт-часа на АЭС превышает сегодняшнюю стоимость производства электроэнергии — 3.5 цента за 1 киловатт-час (Ракова Е., 2004). Учитывая предполагаемые USD 5 млрд на полное свертывание АЭС, по результатам расчетов получается, что стоимость варьируется от 5.2 до 6.2 цента за 1 киловатт-час.

Для объективной оценки полученных результатов необходимо иметь в виду, что сегодняшнее производство является неэффективным из-за устаревшего оборудования для производства и подачи электроэнергии. Планируемая модернизация энергетического сектора должна значительно уменьшить стоимость производства. Кроме того, данные результаты представляют собой лишь минимальную стоимость производства атомной энергии, поскольку в использованной модели не учитывались затраты на модернизацию, устранение последствий потенциальных несчастных случаев и решение соответствующих экологических вопросов.

Несмотря на то что мы можем проводить лишь искусственный анализ, результат экономических расчетов очевиден: атомная энергия неконкурентоспособна в Беларуси. Как представляется, атомная энергия вряд ли поможет в решении проблем энергетического сектора или снижения зависимости от импорта энергоресурсов.

5. Заключение и рекомендации

В настоящее время энергетическая система Беларуси оказалась перед серьезными структурными проблемами, такими как, например, растущие цены на энергоносители, высокая зависимость от импорта (особенно из России) и грядущая модернизация тепло- и электростанций. С целью увеличения доли внутренних энергоресурсов до 25% и обеспечения нужд потребления электроэнергии за счет собственных источников была принята амбициозная государственная программа. Возможности использования атомной энергии обсуждаются в Беларуси как один из путей достижения целей этой программы.

В данной ситуации настоящее исследование имеет целью проанализировать возможность строительства в Беларуси атомной электростанции (АЭС). Наряду с техническими аспектами и соображениями безопасности, детального анализа требует и экономика этого важного решения. Проведенный нами анализ стоимости производства основан на модели чистой текущей стоимости. Кроме расходов на строительство и эксплуатацию АЭС, необходимо также учитывать затраты, связанные с процессом топливного цикла.

Сравнение положения дел в атомной промышленности в разных странах мира имеет, так сказать, отрезвляющий эффект: за последние 25 лет ни в одной из стран мира с рыночной экономикой ни одна частная компания не решилась инвестировать в атомную энергетику. Эта отрасль развивается только новыми независимыми странами при серьезном вовлечении государства и государственных субсидий.

В двух самых последних исследованиях экономических и технических аспектов атомной энергетики, проведенных Массачусетским технологическим институтом (MIT 2003) и Чикагским университетом (2004), делается вывод о том, что в странах с рыночной экономикой, характеризующихся значительной степенью неопределенности, при существующих ценах на сырье, высокая капиталоемкость делает атомную энергетику неконкурентоспособной по сравнению с традиционными тепловыми электростанциями, работающими на угле или газе.

Кроме высокой степени экономической неопределенности, есть и другие факторы, которые могут вызвать серьезные проблемы при использовании атомной энергии: нет достаточных знаний о безопасности всего топливного цикла, то есть за рамками работы реактора (сюда включается и вопрос безопасности заводов по переработке топлива, и то, что опасность террористических атак для них намного выше); в настоящее время ни одна страна, использующая атомную энергию, не смогла полностью решить вопрос утилизации отходов (безопасность геологической утилизации в перспективе на тысячи лет все еще требует достаточных доказательств, а у закрытого топливного цикла, помимо дороговизны, есть определенные риски). Кроме того, риск распространения остается важным (и часто недооцениваемым) аспектом атомной энергии.

На основании специальной модели расчета стоимости производства атомной энергии мы провели сравнение соответствующих показателей для реакторов, которые могут быть использованы в Беларуси (VVER 1000/V-398, VVER 1000/V-428, VVER 640/RU V 407, VVER 1500/V-448). Общая стоимость производства находится в пределах от 3.8 до 4.8 цента за 1 киловатт-час, при этом в стоимость не включены затраты на модернизацию, устранение последствий потенциальных несчастных случаев и решение соответствующих экологических вопросов. Таким образом, наша расчетная стоимость является минимальной стоимостью производства, и при этом она превышает нынешнюю стоимость производства предприятиями "Белэнерго" (~3.5 цента за 1 киловатт-час); импортная электроэнергия стоит около 2 центов за 1 киловатт-час.

Наш анализ позволяет сформулировать следующие рекомендации.

- Учитывая текущее состояние белорусской энергетики и высокую степень истощения производственных фондов (~60%), крупные инвестиции в развитие атомной энергетики не представляются целесообразным решением проблемы: государство скорее всего не сможет сделать такие значительные вложения в проект с неопределенным результатом, а привлечение частных инвестиций не представляется вероятным.
- Атомная энергия не будет экономична в Беларуси, как и в большинстве других странах мира. Беларусь не должна доверять мифу о "дешевой" атомной энергии, так как в действительности она является одним из самых дорогих источников электроэнергии.
- Проблема снижения зависимости от российского импорта не может быть решена, поскольку все технологии, ноу-хау и услуги по переработке/утилизации придется закупать в России. Правительству не следует рассматри-

вать возможность разработки собственного топливного цикла как по экономическим, так и по техническим причинам.

- В краткосрочной перспективе зависимость белорусского энергетического сектора от импорта неизбежна. В среднесрочной перспективе повышение энергоэффективности, увеличение цен (и, соответственно, более рациональное использование энергии), а также некоторый рост доли возобновляемых и традиционных источников энергии несколько сократят зависимость от импорта энергоносителей. Более подробный анализ соответствующих вопросов энергетической политики представлен в работах по возобновляемым источникам энергии (Крамон С. и др., 2005), по энергоэффективности (Павел Ф., Ракова Е., 2005а).
- В среднесрочной перспективе существуют различные возможности для диверсификации поставок энергоносителей. Беларусь может инвестировать в развитие электростанций, работающих на угле, и импортировать уголь из Украины и Польши. Основной капитал существующих станций должен быть обновлен, что поможет снизить потребность в энергоносителях.
- В долгосрочной перспективе Беларусь должна активизировать развитие линий передачи электроэнергии с западными соседями, с Европейским Союзом по координации передачи электроэнергии. Соединение по линии электропередачи высокого напряжения с Польшей могло бы предоставить технические возможности для импорта электроэнергии, что также способствует диверсификации импорта энергоресурсов.

Литература

1. "Белэнерго" (2004) *Ежегодный отчет 2004*. Минск.
2. Cramon S. von, Lakemeyer E., Rakova E. (2005) *Guidelines for Renewable Energy Policy in Belarus*. Minsk, GET Policy Paper.
3. IAEA (2005) *Russian Federation*. Получено 26 октября 2005 года из: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/PDF/2002/Documents/Documents/Russian%20Federation%202002.pdf. Международное агентство по атомной энергии.
4. Jones D. W. (2005) *Economic Aspects of Nuclear Fuel Reprocessing*. Statement of the Vice President of RCF Economic and Financial Consulting at the U.S. House of Representatives House Science Committee Subcommittee on Energy, Washington, US. Получено 26 октября 2005 года из: <http://www.house.gov/science/hearings/energy05/july%2012/jones.pdf>.
5. MIT (2003) *The Future of Nuclear Power — An Interdisciplinary MIT Study*. Cambridge, MA, Massachusetts Institute of Technology.
6. Pavel F., Rakova E. (2005a) *Improving Energy Efficiency of the Belarusian Economy — An Economic Agenda*. Minsk, GET Policy Paper.

7. Pavel F., Rakova E. (2005b) *Reforms in the Belarusian electricity sector: how to reduce costs and dependence on imported resources* Minsk, GET Policy Paper PP/03/05.
8. University of Chicago (2004) *The Economic Future of Nuclear Power – A Study Conducted at the University of Chicago*. Chicago, US.
9. Бабицкий Д., Ракова Е., Волчок В., Полтавец И. (2005) *Мониторинг инфраструктуры Беларуси*. Минск. Немецкая экономическая группа и Институт приватизации и менеджмента.
10. Министерство энергетики (2005) *Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь*. Минск.
11. Rakova E. (2004) *Analysis of Energy Tariffs in Belarus*. Minsk, Prepared for the Committee on Energy Efficiency for the Social Infrastructure Retrofitting Project.
12. Смоляр И. Н., Ермашкевич В. Н. (2000) *Атомная энергетика. Аргументы за и против*. М.: "Право и экономика".
13. Указ президента Республики Беларусь № 399 (2005): "Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006—2010 гг. Минск.

Приложение 1

Технологическое развитие атомной энергетики

Реакторы третьего поколения

Реакторы третьего поколения являются доработанным продолжением реакторов второго поколения и имеют улучшенные характеристики безопасности и эффективности. В настоящее время целый ряд моделей находится на разных этапах разработки и применения, при этом базовыми моделями являются как традиционные РВД, РКВ и CANDU, так и инновационные, как, например, модульный высокотемпературный реактор (Pebble Bed Modular). В этом реакторе для охлаждения используется гелий; температурный режим очень высокий.

Каждый тип реакторов третьего поколения имеет стандартную конструкцию, что позволяет сокращать капитальные расходы и время строительства. Более высокая скорость сгорания позволяет экономить топливо и производить меньше отходов. У этих реакторов более продолжительный срок эксплуатации по сравнению с реакторами второго поколения, обычно около 60 лет. Первые два работают в Японии с 1996—97 гг. Остальные строятся либо могут начать строиться в ближайшее время.

Таблица 5. Реакторы третьего поколения

Легководные реакторы		
США	Улучшенный реактор с кипящей водой (Advanced Boiling Water Reactor – ABWR) System 80+	• Два работают в Японии. • Разработан <i>General Electric</i> совместно с <i>Tokyo Electric Power Company, Hitachi и Toshiba</i>. • 2000 USD/кВт, 7 центов США/кВтч • Срок эксплуатации – 60 лет. • 1350 МВт. • Усовершенствованный РВД. • Разработка ABB-CE (сегодня часть компании <i>Westinghouse</i>) • Построен в Корее.
	Westinghouse AP 600	• 600 МВт. • Пассивная безопасность.
	Westinghouse AP 1000	• Основная конструкция аналогична AP-600, но эффективнее вследствие повышения мощности. • Модульная конструкция. • Возможно использование смешанного оксидного ядерного топлива. • 1200 USD/кВт; 3.5 цента/кВт.ч. • Срок эксплуатации – 60 лет. • Рассматривается для строительства в Китае, Европе и США.
	International Reactor Innovative & Secured (IRIS)	• Консорциум разработчиков под руководством <i>Westinghouse</i>. • 300 МВт. • Модульный реактор с водой под давлением. • Интегрированная первичная система. • 1000–1200 USD/кВт.

Япония	Улучшенный реактор с водой под давлением (Advanced PWR – APWR)	• 1500 МВт. • Совместная разработка <i>Westinghouse</i> и <i>Mitsubishi</i>.
Европа	Европейский реактор с водой под давлением (European Pressurized Water Reactor – EPR)	• Создан <i>Siemens, Framatome, Electricité de France</i> и немецкими поставщиками энергоносителей. • Конструкторские работы закончены в 1997 г. • Возможны дальнейшие доработки для повышения безопасности и экономичности; используется смешанное оксидное ядерное топливо. • Срок эксплуатации – около 60 лет. • Финляндия: проект «Олкилото». • 1000–1290 МВт. • <i>PKB, Framatome</i>, немецкие поставщики энергоносителей и другие европейские компании. • Пассивная безопасность. • Конструкторские работы закончены в 1999 г. • 1390 МВт. • Разработчик: <i>General Electric</i>.
	SWR-1000	
	Европейский упрощенный реактор с кипящей водой (European Simplified BWR – ESBWR)	
	Westinghouse BWR-90+	• 1500 МВт. • Разработан в Швеции.
Россия	Модели VVER	См.: раздел 4.2
Тяжеловодные реакторы		
Канада	Улучшенный реактор CANDU (Advanced CANDU reactor – ACR) CANDU-9	• Улучшенная конструкция. • На базе CANDU-6. • Большинство работает в Китае. • 925–1300 МВт. • Может сжигать военный плутоний.
	ACR-700	• 750 МВт. • Высокая производительность. • 1000 USD/кВт, 3 цента/кВт.ч. • Пассивная безопасность.
	ACR-1000	• 1100–1200 МВт.
	CANDU X	• 350–1150 МВт. • Сверхкритичный (25 МПа, 625°C). • Коммерческое использование после 2020 г.
Индия	Улучшенный тяжеловодный реактор (Advanced Heavy Water Reactor – AHWR)	• 300 МВт. • Использует торий в качестве топлива.
Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы		
Южная Африка	Модульный высокотемпературный реактор (Pebble Bed Modular Reactor – PBMR)	• Каждый блок 165 МВт. • 1000 USD/кВт, 3 цента/кВт.ч. • Коммерческое использование после 2010 г. • Замедлитель – графит; охлаждение – гелий. • Разработка совместного предприятия под руководством компании <i>Eskom</i>.
США	Газотурбинный гелиевый модульный реактор (Gas Turbine – Modular Helium Reactor – GT-MHR)	• Каждый блок 285 МВт. • 1000 USD/кВт, 2.9 цента/кВт.ч. • Замедлитель – графит; охлаждение – гелий. • Высокая термальная производительность. • Компания <i>General Atomics</i> в США. • Россия: демонстрационная модель в 2009 г.
Реакторы на быстрых нейтронах		Несколько стран ведут исследования по разработке улучшенных быстрых нейтронных реакторов.

Реакторы четвертого поколения – разработка будущего

Реакторы четвертого поколения, которые должны использовать шесть ядерных технологий, в настоящее время находятся на стадии планирования. Для опти-

мизации соответствующих научных исследований и разработок в 2000 г. под руководством США был создан Международный форум по реакторам четвертого поколения (GIF).²⁵

Начало эксплуатации данных реакторов ожидается не ранее 2020 г. Они будут работать при более высоких температурах по сравнению с сегодняшними реакторами (от 510 до 1000°C против 330°C для существующих легководных реакторов). Они, вероятно, будут работать в режиме закрытого топливного цикла и сжигать в качестве топлива долгоживущие актиниды, которые сейчас являются частью отработанного топлива. Таким образом, продукты деления будут единственными высокоактивными отходами. Реакторы четвертого поколения будут иметь улучшенные характеристики эксплуатационной устойчивости, экономичности, безопасности и надежности. Многие из них относятся к быстросейтронным реакторам без использования замедлителей. Они получают энергию из плутония, в особенности из изотопа U-238. Такого типа реакторы смогут получать в 60 раз больше энергии из урана, чем нынешние.

Таблица 6. Технологии четвертого поколения

	Нейтрон- ный спектр	Охлажде- ние	Темпера- тура (°C)	Давление	Топливо	Топлив- ный цикл	Мощ- ность, МВт	Исполь- зование
Газоохлаждаемые быстрые реакторы	Быстрый	Гелий	850	Высокое (7–15 МПа)	U-238	Закрытый	288	Электричество Водород
Быстрые реакторы, охлаждаемые свинцом	Быстрый	Свинец-Висмут	550–800	Низкое	U-238	Закрытый	50–150 400 1200	Электричество Водород
Реакторы, охлаждаемые расплавленной солью	Эпитермальный	Фторидные соли	700–800	Низкое	UF в соли	Закрытый	1000	Электричество Водород
Быстрые реакторы, охлаждаемые натрием	Быстрый	Натрий	550	Низкое	U-238 и смешанные окислы	Закрытый	150–500 или 500–1500	Электричество
Сверхкритические реакторы, охлаждаемые водой	Термальный или быстрый	Вода	510–550	Очень высокое	UO ₂	Открытый (термальный) Закрытый (быстрый)	1500	Электричество
Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы	Термальный	Гелий	1000	Высокое	UO ₂	Открытый	250	Электричество Водород

Источник: Всемирная ядерная ассоциация (2005).²⁶

²⁵ Страны-участницы: США, Аргентина, Бразилия, Канада, Франция, Япония, Южная Корея, Южная Африка, Швейцария, Великобритания. Не участвуют: Россия (разрабатывает собственный реактор БРЕСТ) и Индия.

²⁶ Информация получена 23 августа 2005 г.: <http://www.world-nuclear.org>.

Таблица 7: Рыночное предложение реакторов улучшенной конструкции

Страна/ разработчик	Реактор	Мощность, МВт	Этап развития	Основные характеристики
США-Япония (General Electric, Hitachi, Toshiba)	ABWR	1300	- Япония: коммерческое использование с 1996–97 гг. - США: официально сертифицирован в 1997 г.	- Эволюционная конструкция. - Более производительный, с меньшими отходами. - Упрощенное строительство (48 месяцев) и эксплуатация.
Южная Корея (производная модели Westinghouse)	APR- 1400 (PWR)	1400	- Официально сертифицирован в 1997 г., доработан для южнокорейской Shin Kori 3 & 4. - Начало эксплуатации ожидается в 2010 г.	- Эволюционная конструкция. - Повышенная надежность. - Упрощенное строительство и эксплуатация.
США (Westinghouse)	AP-600 AP-1000 (PWR)	600–1100	- AP-600: официально сертифицирован в 1999 г. - AP-1000: конструктивно утвержден в 2004 г.	- Пассивная безопасность. - Упрощенное строительство и эксплуатация. - Срок строительства – 3 года. - Срок эксплуатации – 60 лет.
Япония (Westinghouse, Mitsubishi)	APWR	1500	- Базовые конструкторские работы выполняются в настоящее время. - Планируется установить на АЭС Цуруга.	- Комбинированная безопасность. - Упрощенное строительство и эксплуатация.
Франция – Германия (Framatome ANP)	EPR (PWR)	1600	- Утвержден в качестве будущего стандарта для Франции. - Конструктивно утвержден во Франции. - Строительство – в Финляндии.	- Эволюционная конструкция. - Повышенная безопасность. - Высокий КПД топлива. - Низкая стоимость электроэнергии.
США (General Electric)	ESBWR	1390	- Разработан на базе ABWR. - Ожидает сертификации в США.	- Эволюционная конструкция. - Короткий период строительства. - Повышенная безопасность

Германия (Framatome ANP)	SWR- 1000 (BWR)	1200	• На этапе разработки. • Ожидает сертификации в США.	• Инновационная конструкция. • Высокий КПД топлива. • Пассивная безопасность.
Россия (OKBM)	V-448 (PWR)	1500	• Замена для АЭС в Ленинградской области и Курске	• Высокий КПД топлива. • Повышенная безопасность.
Россия (Гидропресс)	V-392 (PWR)	950	• Два строятся в Индии. • Возможно будет заявлен для Китая	• Эволюционная конструкция. • Срок эксплуатации – 60 лет. • Повышенная безопасность.
Канада (AECL)	CANDU- 9	925–1300	• Лицензия утверждена в 1997 г.	• Эволюционная конструкция. • Один отдельный блок. • Гибкие требования по топливу. • Пассивная безопасность.
Канада (AECL)	ACR	700–1000	• ACR-700: ожидает сертификации в США. • ACR-1000: предлагается для Великобритании.	• Эволюционная конструкция. • Охлаждение легкой водой. • Слабообогащенное топливо. • Пассивная безопасность.
Южная Африка (Eskom, BNFL)	PBMR	165 (модуль)	• Начало строительства опытной модели ожидается в скором будущем • Ожидает сертификации в США.	• Модульная АЭС, низкая стоимость. • Газовая турбина прямого цикла. • Высокий КПД топлива. • Пассивная безопасность.
США – Россия и др. (General Atoms, Minatom)	GT-MHR	285 (модуль)	• На стадии разработки в России силами международного совместного предприятия.	• Модульная АЭС. • Низкая стоимость. • Газовая турбина прямого цикла. • Высокий КПД топлива. • Пассивная безопасность.

Источник: Всемирная ядерная ассоциация (2005).²⁷

²⁷ Информация получена 23 августа 2005 г.: <http://www.world-nuclear.org>.

Приложение 2

Международная ситуация в области использования атомной энергии

Ниже приводится обзор АЭС, которые в настоящее время строятся, запланированы или рассматриваются для строительства в разных странах мира, в частности Финляндии, России, Китае и Индии.

Финляндия

Эксплуатируется:	4 (2656 МВт)
Строится:	1 (1600 МВт)
Запланировано:	0
Рассматриваются:	0

В 2002 г. финский парламент одобрил строительство пятой АЭС. Начало эксплуатации намечено на 2009 г. Согласно расчетам Финляндии требуется 7500 МВт дополнительной мощности до 2030 г. Потребление электроэнергии возрастает. Производство электроэнергии росло в среднем на 3,4% в год с 1990 по 2003 гг. (по статистике 2002 г.: 42% тепловая, 15% гидро, 30% атомная, 14% возобновляемая). Решение страны о строительстве новой АЭС продиктовано экономическими соображениями (низкая стоимость кВтч, незначительная зависимость от повышения цен на топливо), а также соображениями безопасности энергетики и выгодами в плане парникового эффекта. Четыре типа реакторов предложено тремя компаниями: *Framatome ANP* — Европейский реактор с водой под давлением (European Pressurised Water Reactor (EPR, 1600 МВт)) и SWR-1000 (PKB, 1200 МВт); *General Electric* — Европейский упрощенный реактор с кипящей водой (European Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR, 1390 МВт)) и *Атомстройэкспорт* — VVER-91/99 (РБД, 1060 МВт). Выбор сделан в пользу Европейского реактора с водой под давлением (EPR) как наиболее приемлемого по эксплуатационным расходам. В декабре 2003 г. подписан контракт между финской компанией *Teollisuuden Voima Oy* (TVO)²⁸ и *Areva* и компанией *Siemens*. Общая стоимость составляет EUR 3 млрд. Генераторы и турбины будут закуплены у *Siemens AG*.

Россия

Эксплуатируется:	31 (21743 МВт)
Строится:	4 (3600 МВт)
Запланировано:	1 (925 МВт)
Рассматриваются:	8 (9375 МВт)

²⁸ TVO: компания, основанная на принципе партнерства между общественным и частным секторами (43% — государственное, 57% — частное участие).

После десяти лет застоя темпы роста производства электроэнергии достигли в среднем 2,3% в год в период с 1998 по 2003 гг. Ожидается, что к 2010 г. производственные активы мощностью 50ГВт (более 25%) на европейской части страны подойдут к концу своего периода эксплуатации.²⁹ По состоянию на 2002 г. 63% электростанций работали на ископаемых видах топлива, 21% электроэнергии производился на гидроэлектростанциях и 16% — на АЭС. Ожидается, что доля атомной энергетики в будущем возрастет. В настоящее время эксплуатируется 31 АЭС, 4 АЭС строятся, из которых 3 РВД (V-320, 950 МВт каждый, первоначально начало эксплуатации планировалось на 2007—08 гг.) и один реактор на быстрых нейтронах (FBR BN 800, 700 МВт, с участием Китая и Японии, начало эксплуатации планируется на 2010 г.). Для строительства предлагается еще ряд реакторов. Большинство — это РВД реакторы, но также есть планы по строительству первого реактора на быстрых нейтронах со свинцовым охлаждением БРЕСТ-300.

Китай

Эксплуатируется:	9 (6587 МВт)
Строится:	2 (1900 МВт)
Запланировано:	8 (8000 МВт)
Рассматриваются:	19 (15000 МВт)

В период с 1990 по 2003 гг. производство электроэнергии росло в среднем на 9% в год. Ископаемые виды топлива, особенно уголь, и энергия воды обеспечивают самую большую долю производства электроэнергии (81 и 17% соответственно; данные 2002 г.); в этот же период АЭС производили лишь 2% электроэнергии. В настоящее время энергетическая политика Китая характеризуется активной стратегией развития атомной энергетики. Две АЭС строятся на востоке страны (Jiangsu Tianwan) с использованием российских технологий. Это РВД реакторы VVER-91, каждый мощностью 950 МВт. Используются финские технологии обеспечения безопасности и системы управления *Siemens*. Строительство началось в 1999 г. и должно завершиться в 2006 г. В 2004 г. Национальным ядерным концерном Китая (CNNC) принято решение о строительстве еще 8 реакторов в ближайшем будущем. Кроме того, на рассмотрении находится еще 19 реакторов.

Индия

Эксплуатируется:	15 (2993 МВт)
Строится:	8 (3638 МВт)
Запланировано:	0
Рассматриваются:	24 (13160 МВт)

²⁹ См.: <http://www.uic.com.au/nip64.htm>. Retrieved August 23rd, 2005.

В период с 1990 по 2003 гг. производство электроэнергии росло в среднем на 5,6% в год. Ископаемые виды топлива и энергия воды обеспечивают самую большую долю производства электроэнергии (85 и 11% соответственно; данные 2002 г.). АЭС производили лишь 3% электроэнергии (2002 г.); 1% обеспечивался возобновляемыми источниками энергии. До 2020 г. Индия планирует значительно увеличить долю атомной энергетики. Энергетическая стратегия основана на обеспечении полной независимости в ядерном топливном цикле, начиная от добычи урана и заканчивая производством, переработкой и утилизацией отходов, включая и производство тяжелой воды. В настоящее время строится восемь новых реакторов, из которых 4 реактора РВД (PHWR, начало эксплуатации: 2007–08 гг.), два российских реактора РВД VVER-1000 (начало эксплуатации: 2007–08 гг.) и два реактора на быстрых нейтронах (FBR, начало эксплуатации — 2010 г.). На период 2010–2020 гг. рассматривается возможность строительства более 20 новых реакторов, из которых 4 реактора PHWR (220 МВт каждый), 10 реакторов PHWR (700 МВт каждый), три реактора на быстрых нейтронах FBR (500 МВт) и несколько улучшенных реакторов на тяжелой воде (AHWR, 300 МВт каждый).

Приложение 3

Экономическая модель

Для анализа стоимости производства с различными базовыми технологиями производства электроэнергии использовалась следующая модель:

$$GC = c_{capital} + c_{fuel} + c_{personnel} + c_{auxiliary} + c_{disposal} + c_{reprocessing} + c_{decommissioning}^1$$

где GC — стоимость производства в центах США за кВтч, а слагаемые, обозначенные буквой *C*, различные постоянные и переменные величины как элементы общей стоимости. Ниже дается объяснение, использованной методологии.

1. Капитальные затраты (*C capital*)

Капитальные затраты являются частью фиксированных расходов. Они должны быть полностью инвестированы в течение периода строительства. Наше предположение заключается в том, что эти затраты равномерно распределяются в процессе строительства, а платежи осуществляются в конце каждого года. Для первого анализируемого периода (начало строительства) $t = 0$. Для расчета стоимости производства мы применяем т. н. относительные капитальные затраты в долларах США (в формуле ниже — *C capital, relative*), в которые включается фактор длительности строительства. Ежегодные затраты рассчитываются к периоду начала эксплуатации. Таким образом, чем короче срок строительства, тем ниже относительные капитальные затраты:

$$C_{capital, relative} = \sum_{t=1}^n \frac{I_0}{n} (1+r)^{n-t+1},$$

где I_0 — чистые инвестиции (мощность, МВт³⁰; overnight costs³¹, USD за кВт); n — время строительства, годы; t — период; r — средневзвешенная процентная ставка по долгам и собственному капиталу (WACC)³¹:

$$r = WACC = i_{equity} * \frac{equity}{capital} + (1-tax) * \frac{debt}{capital} i_{debt},$$

где i_{equity} — процентная ставка по собственному капиталу; i_{debt} — процентная ставка; tax — ставка корпоративного налога. Зная относительные капитальные затраты, можно рассчитать относительную стоимость ночного производства, USD за кВт:

$$OC_{relative} = \frac{C_{capital, relative}}{capacity}.$$

³⁰ Капиталовложение в USD на покупку производственных мощностей производительностью в 1кВт.

³¹ Средневзвешенная стоимость капитала.

Конкретные капитальные затраты в USD за кВт.ч получаем из следующей формулы:

$$C_{capital} = \frac{OC_{relative} * a}{\tau},$$

где a — ежегодный доход; τ — часы полной нагрузки. Фактор ежегодного дохода a получается из следующей формулы:

$$a = \frac{(1+r)^m * r}{(1+r)^m - 1},$$

где r — средневзвешенная процентная ставка по долгам и собственному капиталу (WACC); m — срок эксплуатации станции.

2. Затраты на топливо (*C fuel*)

Этот компонент стоимости зависит от производства электроэнергии и является переменной величиной. Использовалась следующая формула:

$$C_{fuel} = \frac{C_{f,specific}}{\eta * H_u},$$

где $C_{f,specific}$ — определенные затраты на топливо; η — производительность; H_u — чистая теплотворная способность, кВт на тонну. Для этого уравнения требуется несколько пересчетов:

$$1 \frac{kWh}{t} = 3.6 \frac{kJ}{kg} \quad \text{для преобразования чистой теплотворной способности,}$$

$$1kWh = 3411BTU \quad \text{для расчета затрат на топливо по природному газу,}$$

$$1kg = 2.204623lb \quad \text{для расчета затрат на топливо по урану.}$$

Для получения конкретного значения затрат на топливо по урану необходимо оценить соответствующий топливный процесс. Этот процесс может быть разделен на три сегмента:

- конверсия, для преобразования добываемого U_3O_8 в газообразный UF_6 ;
- обогащение, для повышения содержания изотопа U-235 в UF_6 ;
- получение топлива, для производства тепловыделяющих сборок из обогащенного UF_6 .

Производительность топливного цикла основана на доступных международных данных.³² Для получения 1 кг обогащенного урана в качестве топлива необходи-

³² Более подробно о ядерном топливном цикле см.: <http://www.uic.com.au/nfc.htm>, а тж.: <http://www.wise-uranium.org/indexe.html>.

мо около 8 кг добываемого оксида урана. Необходимые затраты по каждому сегменту должны быть затем прибавлены к цене добываемого урана, чтобы получить цену конечного тепловыделяющего элемента, используемого на АЭС.

3. Затраты на персонал (*C personnel*)

Эти затраты входят в фиксированные затраты на обслуживание и эксплуатацию. В формуле ниже E — количество работников на один МВт; $c_{e,specific}$ — определенное значение расходов на персонал; τ — часы полной загрузки. Затраты на персонал определяются по следующей формуле:

$$C_{personnel} = \frac{E * c_{p,specific}}{\tau}.$$

4. Вспомогательные затраты (*C auxiliary*)

Вспомогательные затраты означают затраты на вспомогательные материалы, например, вода для охлаждения, различные материалы для работы цикла (легкая или тяжелая вода, гелий), для ядерного цикла и вода для традиционных электростанций. На электростанциях также необходимо использование различных присадок, кондиционирование топлива и очистка газов NO_x или SO_2 . Данные затраты рассчитываются в центах на кВт.ч.

5. Затраты на утилизацию отходов (*C disposal*)

Этот элемент общей стоимости производства включает все расходы, необходимые для утилизации отходов и других, не подлежащих дальнейшему использованию, конечных продуктов производства. Утилизация отходов АЭС значительно дороже по сравнению с электростанциями, работающими на ископаемых видах топлива. Это вызвано особым характером ядерных отходов, которые требуют применения дорогостоящих технологий вследствие проблемы радиоактивного излучения. Данные затраты рассчитываются в центах на кВт.ч.

6. Затраты на переработку (*C reprocessing*)

Отработанное топливо АЭС обычно перерабатывают для повторного использования в топливном цикле. Данные затраты рассчитываются в центах на кВт.ч.

7. Затраты на полный вывод из эксплуатации

Этот компонент общей стоимости включает расходы, необходимые в случае закрытия АЭС и последующего демонтажа. Эти затраты не включаются в общую стоимость для электростанций, работающих на газе или угле. Данные затраты рассчитываются в центах на кВт.ч.

Приложение 4

Западные электростанции: модели и результаты расчетов

Таблица 8. Общие предположения для модели по западным электростанциям

Параметры		Тип станции			
		АЭС	Газ *	Уголь	
Техническая спецификация	Коэффициент использования производственных мощностей	0.85	0.85	0.85	
	Производительность	0.32	0.58	0.45	
	Сжигание топлива	GWd/t U	40.00		
	Чистая теплотворная способность	kWh/t	960000000	8889	
		kJ/kg		32000	
Топливо	Цены на топливо (2003)	USD/lb U3O8 ³³	12.00		
		USD/MBTU ³⁴		3.50	
		USD/t			
	Конверсия	USD/kg U	11.50	–	–
	Обогащение	USD/SWU	114.00	–	–
	Получение топлива	USD/kg U	240.00	–	–
Обслуживание и эксплуатация	Персонал	USD в год	40000.00	40000.00	40000.00
	Вспомогательные затраты	US ct/kWh	0.048	0.02	0.02
	Переработка	US ct/kWh ³⁵	0.265	–	–
	Утилизация	US ct/kWh	0.96	0.12	0.24
	Полный вывод из эксплуатации	US ct/kWh	0.12	–	–
Финансовые параметры	Собственный капитал		0.50	0.40	0.40
	Долг		0.50	0.60	0.60
	Процент по собственному капиталу		0.15	0.15	0.15
	Процент по долгу		0.08	0.08	0.08
	Ставка налога		0.38	0.38	0.38

* Газотурбинная установка замкнутого цикла.

Таблица 9. Индивидуальные предположения для модели по западным АЭС

Параметр		Реактор Атомные технологии					
		MIT*	EPR	SWR 1000	AP 1000	ACR 700	GT-MHR
Мощность	МВт	1000	1600	1200	1000	750	1140
Срок эксплуатации	лет	40	40	40	40	40	40
Время строительства	лет	5	5	5	3	5	5
Overnight costs	USD/kW	2000.00	2000.00	1800.00	1200.00	1000.00	1000.00
Количество персонала	на МВт	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

* На основе предположений массачусетского исследования.

³³ См.: www.uranium.info.³⁴ Взято из массачусетского исследования (MIT, 2003).³⁵ Среднее значение для трех исследований см.: Jones (2005, с. 3).

Таблица 10. Индивидуальные предположения для модели по западным газотурбинным установкам замкнутого цикла и станциям, работающим на угле

	Станция	Газ *	Уголь
Параметры			
Мощность	МВт	1.000	1.000
Срок эксплуатации	лет	40	40
Время строительства	лет	2	4
Overnight costs	USD/kW	600.00	1300.00
Количество персонала	на МВт	0.05	0.08

* Газотурбинная установка замкнутого цикла.

Таблица 11. Результаты для западных АЭС

Затраты	Реактор	Атомные технологии					
		МИТ*	EPR	SWR 1000	AP 1000	ACR 700	GT-MHR
Капитальные	US ct/kWh	3.346	3.346	3.012	1.815	1.673	1.673
Строительство	US ct/kWh	3.346	3.346	3.012	1.815	1.673	1.673
Топливо	US ct/kWh	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268
Персонал	US ct/kWh	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054
Вспомогательные	US ct/kWh	0.048	0.048	0.048	0.048	0.048	0.048
Переработка	US ct/kWh	0.265	0.265	0.265	0.265	0.265	0.265
Утилизация	US ct/kWh	0.960	0.960	0.960	0.960	0.960	0.960
Обслуживание и эксплуатация	US ct/kWh	1.595	1.595	1.595	1.595	1.595	1.595
Полный вывод из эксплуатации	US ct/kWh	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
Общая стоимость	US ct/kWh	5.061	5.061	4.726	3.529	3.388	3.388

* На основе предположений массачусетского исследования.

Таблица 12. Результаты для западных газотурбинных установок замкнутого цикла и станций, работающих на угле

	Станция	Газ *	Уголь
Затраты			
Капитальные	US ct/kWh	0.781	1.850
Строительство	US ct/kWh	0.781	1.850
Топливо	US ct/kWh	2.540	1.222
Персонал	US ct/kWh	0.027	0.043
Вспомогательные	US ct/kWh	0.020	0.020
Переработка	US ct/kWh	0.000	0.000
Утилизация	US ct/kWh	0.120	0.240
Обслуживание и эксплуатация	US ct/kWh	2.707	1.525
Полный вывод из эксплуатации	US ct/kWh	0.000	0.000
Общая стоимость	US ct/kWh	3.488	3.376

* Газотурбинная установка замкнутого цикла.

Приложение 5

Система электроэнергетики Беларуси

Таблица 13. Основная статистика концерна “Белэнерго”

Установленная мощность единой энергетической системы Беларуси	7820.8 МВт
Производство электроэнергии	30.4 млрд кВт
Тепло	35.0 млн ГКал
<i>Общая протяженность силовых линий</i>	<i>Тыс. км</i>
750 kV	0.75
330 kV	4.0
220 kV	2.3
110 kV	16.4
35 kV	12.0
0.4–10 kV	229.5
Общая протяженность тепловых сетей	4.99 тыс км
Общее количество занятых работников	63765 человек

Источник: Белэнерго (2004).

Таблица 14. Установленные мощности предприятий “Белэнерго”

Областные энергосистемы (РУП – Республиканское унитарное предприятие) (п.а. – нет данных)	МВт 01.01.0 5	МВт 2010	МВт 2015	МВт 2020	2001–2020 гг.	
					Демон- таж	Уста- новка
<i>РУП Брестэнерго</i>	1040.0					
1. Березовская ГРЭС	995.0	1190.0	1190.0	890.0	300.0	260.0
2. Брестская ТЭЦ	12.0	п.а.	п.а.	п.а.		
3. Барановичская ТЭЦ	12.0	п.а.	п.а.	п.а.		
4. Пинская ТЭЦ	18.0	п.а.	п.а.	п.а.		
5. Западная МТЭЦ (Пинск)	3.0	п.а.	п.а.	п.а.		
<i>РУП Витебскэнерго</i>	3088.1					
6. Лукомльская ГРЭС	2412.0	2457.0	2480.0	1865.0	615.0	75.0
7. Новополоцкая ТЭЦ	505.0	305.0	305.0	305.0	200.0	
8. Оршанская ТЭЦ	73.0	п.а.	п.а.	п.а.		
9. Витебская ТЭЦ	70.0	80.0	80.0	80.0	70.0	80.0
10. Белорусская ГРЭС	16.9					
11. Полоцкая ТЭЦ-1	7.7	п.а.	п.а.	п.а.		
12. Восточная МТЭЦ (Витебск)	3.5	п.а.	п.а.	п.а.		
<i>РУП Гомельэнерго</i>	956.0					
13. Гомельская ТЭЦ-2	540.0	540.0	540.0	610.0		70.0
14. Светлогорская ТЭЦ	215.0	215.0	110.0	155.0	215.0	110.0
15. Мозырская ТЭЦ	195.0	195.0	220.0	220.0	80.0	105.0
16. Гомельская ТЭЦ-1	6.0	п.а.	п.а.	п.а.		
<i>РУП Гродноэнерго</i>	184.5					
17. Гродненская ТЭЦ-2	170.0	180.0	250.0	330.0	110.0	270.0
18. Лидская ТЭЦ	11.0	п.а.	п.а.	п.а.		

19. Северная МТЭЦ (Гродно)	3.5	п.а.	п.а.	п.а.		
<i>РУП Минскэнерго</i>	1,819					
20. Минская ТЭЦ-4	1.030.0	1.035.0	1.145.0	1.145.0	60.0	175.0
21. Минская ТЭЦ-3	370.0	550.0	550.0	640.0	200.0	420.0
22. Минская ТЭЦ-5	330.0	780.0	890.0	890.0		560
23. Жодинская ТЭЦ-4	54.0	54.0	54.0	27.0	27.0	
24. Минская ТЭЦ-2	29.0	29.0	29.0	29.0		
25. МТЭЦ (Молодечно)	3.5	п.а.	п.а.	п.а.		
26. МТЭЦ (Солигорск)	2.5	п.а.	п.а.	п.а.		
<i>РУП Могилевэнерго</i>	558.2					
27. Могилевская ТЭЦ-2	345.0	325.0	325.0	435.0	100.0	190.0
28. Бобруйская ТЭЦ-2	180.0	180.0	180.0	250.0	120.0	190.0
29. Могилевская ТЭЦ-1	21.2	п.а.	п.а.	п.а.		
30. Бобруйская ТЭЦ-1	12.0	п.а.	п.а.	п.а.		

Новые

Брестская ТЭЦ (уголь)	–	100.0	100.0	100.0	100.0	
Зельвенская ГРЭС	–	-	300.0	600.0		600.0
Всего паровых ТЭЦ с мощностью не менее 50 МВт	111.1	180.9	256	312	+200.9	
Гидроэлектростанции (конец 2005)	9.4	49.4	119.4	209.4	+200.0	
Блок-станции (конец 2005)	140.8	146.8	153.8	160.8	+25.0	
Малые ТЭЦ (конец 2005)	20.5	30.5	40.5	50.5	+37.0	
Общая мощность на конец года	7453.6	8439.9	8817.9	8927.0	+1308.9	

Источник: Белэнерго (2004); Минэнерго (2005).

Таблица 15. Потребление электроэнергии, поставляемой из других стран

Потоки	2003, млн кВт	2004, млн кВт	в % к 2003
Общий объем потребления электроэнергии	7575.80	4049.49	53.5
В том числе:			
из Литвы	4043.23	2538.53	62.8
из России	3532.43	1510.94	42.8
из Украины	0.14	0.02	11.5

Источник: Белэнерго (2004).

Таблица 16. Установленная мощность (термоэлектрических станций) и производство электроэнергии предприятиями "Белэнерго" (2004)

Облэнерго	Установленная мощность, 01.01.2005, МВт	Производство электроэнергии, млн кВт
РУП Брестэнерго	1040.0	3280.4
РУП Витебскэнерго	3088.1	13260.0
РУП Гомельэнерго	956.0	3043.2
РУП Гродноэнерго	184.5	773.3
РУП Минскэнерго	1819	8427.9
РУП Могилевэнерго	558.2	1584.7
Всего по «Белэнерго»	7655.3	30369.5

Источник: Белэнерго (2004).

Таблица 17. Структура полезных поставок электроэнергии различным группам потребителей (2004)

Группа потребителей	Полезная поставка, млн кВт	Поставленная электроэнергия, млн BYR	Соотношение, %
1. Промышленные потребители – 750 kVA и более	14732	1642330.0	54.0
2. Промышленные потребители – до 750 kVA	2060	263353.7	7.5
3. Ж/д транспорт	412	53375.6	1.5
4. Городской транспорт	326	34740.0	1.2
5. Непромышленные	2955	318226.3	10.8
6. Сельское хозяйство	1485	116465.2	5.4
7. Население	5336	362845.9	19.5
Всего	27307	2791336.7	100.0

Источник: Белэнерго (2004).

Таблица 18. Долги за потребление электроэнергии (млн USD)

	На 1 января			
	2002	2003	2004	2005
Всего, включая	838.29	812.6	721.38	331.48
– внутренних потребителей	750.70	758.59	692.25	328.62
– иностранных потребителей	87.59	54.01	29.13	2.86

Источник: Бабицкий Д. и др. (2005).

Приложение 6

Моделирование для конкретных условий Беларуси

Для проведения расчетов по АЭС специально для Беларуси сделаны дополнительные допущения и предположения, а данные соответствующим образом модифицированы. В этой главе дается характеристика и объяснение сделанных допущений и предположений для модели расчета.

Таблица 19. Общие предположения для российских реакторов

Финансовые параметры			Топливо		
Собственный капитал	0.20		Цена топлива (РФ, 2005)	USD/фунт U ₃ O ₈	23.10
Долг	0.80		Конверсия	USD/кг U	11.50
Процент по собственному капиталу	0.15		Обогащение	USD/SWU	92.00
Процент по долгу	0.13		Получение топлива	USD/кг U	168.00
Фиксированный процент	0.02		Обслуживание и эксплуатация		
Ставка налога	0.40		Персонал	USD в год	6000.00
Техническая спецификация			Кол-во работников		0.20
<i>k</i> использования производственных мощностей	0.70		Вспомогательные затраты	US ct/kWh	0.034
Производительность	0.32		Переработка	USD/kg U	1000.000
Сжигание топлива GWd/t U	40.00		Утилизация	US ct/kWh	0.67
Чистая теплотворная способность kWh/t	960,000,000		Полный вывод из эксплуатации	млрд USD	0.50
Строительство			Срок вывода	лет	5
Время строительства	лет	7			
Срок эксплуатации	лет	40			
Инфраструктура	млрд USD	0.50			

Специфические данные для АЭС

Коэффициент использования производственных мощностей, то есть доля часов полной нагрузки в год, выбран 0.7 в соответствии со средней величиной для российских АЭС (МАГАТЭ, 2003. С. 693). Производительность установлена на уровне 0.32, как в исследовании массачусетских ученых.

Таблица 20. Предположения по характеристикам реактора

Реактор: VVER		1000	1000	1000	640	1500
		V 392 2x1000МВт	V 392 3x640 МВт	V 428 2x1,000 МВт	V 407 3x640 МВт	V448 1x1500 МВт
Параметры						
Мощность	МВт	2.000	1.920	2.000	1.920	1.500
Overnight costs	USD/кВт	1.162	975	1.191	1.480	1.200

Цены и инфляция

Все цены и расходы соответствуют уровню 2005 г., рассчитаны до момента начала эксплуатации без учета инфляцию (то есть приводится номинальная стоимость в ценах 2005 г.). В случае отсутствия необходимых данных для России цены устанавливались на уровне 70% от среднего мирового уровня³⁶ (вспомогательные затраты, затраты на утилизацию). Предполагается, что уран U_3O_8 будет закупаться в России и его цена будет составлять 70% от цены мирового рынка (~33 USD/фунт). Стоимость конверсии и обогащения установлена на российском уровне; стоимость получения топлива — на уровне 70% от среднего мирового значения (0.04 цента/кВт.ч и 0.96 цента/кВт.ч соответственно). Таким образом, стоимость ядерного топлива (без переработки и утилизации) составила 0.271 цента/кВт.ч (табл. 21).

Таблица 21. Стоимость цикла ядерного топлива (без переработки и утилизации)

	Количество топлива	Стоимость за единицу	Стоимость обработки	Совокупная стоимость
Природный уран	t U_3O_8 1	USD/t U_3O_8	50926.79 USD	50926.79 USD
	t U 0.8480			
Конверсия	t UF_6 1.2479	USD/kg U	10.00 USD	8479.81 USD
	t U enr 0.1550			
Обогащение	SWU 474.97	USD/SWU	92.00 USD	43696.88 USD
	t UO_2 0.1759	USD/kg U	168.00 USD	26046.70 USD
	GWh 47.6282			
				Центы/кВт.ч 0.271
				USD/ГКал 3.154
				US ct/kg SKE 2.21

Технологии переработки для отработанного топлива реакторов VVER пока не существует³⁷, но в настоящий момент разрабатывается. Для сравнения мы

³⁶ Это, конечно же, приблизительная оценка, но, тем не менее, рациональная, что подтверждается эмпирическими данными: российская нефть, например, покупается Беларусью по цене, составляющей 70% от мирового уровня цен.

³⁷ В настоящее время отработанное топливо реакторов РБМК и VVER-1000 направляется на хранение (в основном на территории АЭС) и не перебарывается (Всемирная ядерная ассоциация, 2005).

рассмотрели договорную цену на комплекс "Маяк", который используется для переработки ядерных отходов реакторов гражданского назначения VVER-440 и В-600. В конце 1990-х гг. цена составляла около USD 800 за кг (Дьяков, 1997). Поскольку комплекс VVER-1000 для переработки ядерного топлива еще находится в разработке, затраты на его использование будут выше по сравнению с существующими комплексами, поэтому как ожидается цена $c_{r,specific}$ составит USD 1000 за кг. Применяв формулу:

$$c_{reprocessing} = \frac{c_{r,specific}}{H_u} * 10^5,$$

где H_u — чистая теплотворная способность, получаем 0.104 цента /кВт.ч (46% от среднего мирового значения).

Стоимость полного вывода АЭС из эксплуатации взята на уровне расходов по закрытию Игналинской АЭС. Хотя литовский парламент установил сумму в USD 5 млрд³⁸, мы считаем ее завышенной (возможно, по политическим причинам). Европейское Сообщество выделило EUR 334 млн на закрытие Игналинской АЭС.³⁹ Таким образом, мы ожидаем, что соответствующие расходы ($c_{d,specific}$) составят около EUR 500 млн. Эта сумма представляется более реалистичной. Затраты на полное закрытие АЭС рассчитаны с помощью следующей формулы:

$$c_{decommissioning} = \frac{c_{d,specific}}{\tau * capacity} * \bar{a} * 100.$$

Коэффициент ежегодного дохода $\bar{a}$ обозначает фиксированную процентную ставку в 2% и учитывает период вывода АЭС из эксплуатации; τ — часы полной загрузки; $capacity$ — установленная мощность в МВт. В результате получаем стоимость вывода АЭС из эксплуатации в диапазоне между 1.49 и 1.99 цента/кВт.ч.

Стоимость персонала (уровень 2005 г.) оценивается в USD 500 в месяц на человека. Это почти вдвое больше нынешней среднемесячной заработной платы (USD 231).⁴⁰ Персоналу АЭС обычно платят больше в качестве компенсации за риск для здоровья.

Финансовые параметры

В отличие от западных условий, доля собственного капитала взята на уровне 20% всего объема инвестиций, поскольку в Беларуси вряд ли достаточно собственных финансовых средств для реализации такого серьезного проекта. Ос-

³⁸ Эта сумма сообщалась несколькими интернет-ресурсами; см. напр.: www.bellona.no. (Информация получена 20 октября 2005 г.)

³⁹ См.: <http://www.ebrd.com/enviro/nuclear/overview/funds/iidsf.htm>. Информация получена 24 октября 2005 г.

⁴⁰ См.: <http://research.by>. (Информация получена 26 октября 2005 г.)

тальные 80% могут быть профинансированы за счет кредитов Всемирного банка с процентной ставкой 13%. Процентная ставка собственного капитала установлена на уровне 15%, как в массачусетском исследовании, отражая ожидаемую прибыль для инвестора (MIT, 2003).

Инфраструктура

Поскольку данное исследование имеет целью рассмотреть все необходимые затраты, связанные со строительством АЭС, в расчет принимались также расходы на возведение необходимой инфраструктуры. Эти расходы рассматривались как инвестиции и включали следующее:

- удлинение высоковольтных сетей⁴¹;
- жилищную и транспортную инфраструктуру⁴²;
- социальную инфраструктуру⁴³.

Кроме того, персонал АЭС должен иметь специальные навыки и подготовку, поскольку в настоящее время в Беларуси отсутствуют квалифицированные специалисты для работы на АЭС. Все расходы на развитие инфраструктуры должны составить около USD 1.5 млрд.

⁴¹ Учитывая предлагаемые места в Могилевской области, необходимо провести около 50 км высоковольтных линий (750 kV), чтобы связать АЭС с высоковольтной линией из Смоленска. Сеть должна быть также соответственно оснащена, чтобы справляться с дополнительной нагрузкой.

⁴² В настоящее время предлагаемые районы являются провинциальными территориями без развитой инфраструктуры.

⁴³ Персоналу АЭС понадобятся школы, больницы и т. д.

Повышение энергоэффективности белорусской экономики: план экономических мероприятий

Д-р Павел Ф., к. э. н. Точицкая И. Э., Исследовательский центр ИМП

1. Введение

Несмотря на достигнутые в последние годы успехи, энергопотребление в Беларуси по-прежнему неэффективно. В соответствии с Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 гг. (далее — Государственная программа) уровень энергоемкости ВВП в 2–3 раза выше, чем в развитых странах. Таким образом, имеется неиспользованный потенциал для снижения издержек, который может быть реализован посредством уменьшения энергопотребления. Особую остроту проблема высокого уровня энергопотребления представляет в связи со стремлением Беларуси сократить зависимость от поставок энергоресурсов из России.

Причины неэффективного использования энергетических ресурсов в переходных экономиках уже достаточно подробно исследованы (см., напр.: EBRD Transition Report, 2001). Цены, не покрывающие издержки, а также различные варианты перекрестного субсидирования, низкий уровень собираемости платежей за потребленную энергию, не создают 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 износ инфраструктуры. Вместе с появлением избыточных мощностей вследствие экономического спада 1990-х гг. все это привело к низкой эксплуатационной эффективности при выработке тепла и энергии, а также высоким потерям в системах транспортировки.

На сегодняшний день вопросам низкой энергоэффективности белорусской экономики уделяется повышенное внимание. Государственная программа предусматривает сокращение первичного энергопотребления к 2010 г. по отношению к текущему уровню на 25%.¹ Для достижения данной цели в программе выделены такие приоритетные сферы деятельности, как централизованное теплоснабжение, системы передачи, использование местного сырья, а также следующие мероприятия:

¹ Прогнозируется, что суммарная экономия топлива по энергосистеме в 2006–2010 гг. составит 900 тыс. т условного топлива.

- стимулирование максимального внедрения энергоэффективных технологий и оборудования;
- увеличение объемов финансирования энергосбережения;
- подготовка и повышение квалификации кадров в сфере энергосбережения, осуществление прогрессивной государственной экспертизы энергетической эффективности проектных решений, проведение углубленных энергетических обследований юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, сертификация продукции по энергоемкости и т. д.

С точки зрения проведения экономической политики первые два пункта имеют первостепенную важность. Наибольший уровень энергоэффективности достигается в том случае, если экономические мероприятия проводятся совместно с мероприятиями по охране окружающей среды и инициативами по энергосбережению. Еще более важно, чтобы сокращение потребления энергии проходило с наименьшими экономическими издержками, что, в свою очередь, является гарантией устойчивости инвестиций. В данной работе сначала рассматривается проблема низкой энергоэффективности и то, насколько она вызвана отсутствием инициатив по энергосбережению. Далее предлагаются подходы, необходимые для появления такого рода инициатив. Особое внимание уделяется таким направлениям, как когенерация тепловой и электрической энергии, торговля эмиссиями (квотами на выбросы), участие частного сектора. В заключении приводятся выводы и рекомендации.

2. Создание стимулов для эффективного использования энергии

2.1. Насколько серьезной является проблема?

Показатели энергоэффективности для различных стран приведены в табл. 1. Первый столбец содержит количество нефтяного эквивалента (в кг), необходимого для производства одного доллара ВВП (в текущих ценах 1995 г.). Как видно из табл. 1, энергопотребление в Беларуси является чрезмерным (1.59 кг нефтяного эквивалента), поскольку оно более чем в 10 раз превышает аналогичный показатель в 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 уменьшается, однако все еще остается значительной. Например, цифры во втором столбце подтверждают информацию, приведенную в Государственной программе, о том, что белорусская экономика в 2–3 раза менее энергоэффективна, чем в странах ОЭСР в целом. Соответственно 25-процентное сокращение энергоемкости ВВП, предусмотренное Государственной программой, приведет к тому, что показатель по Беларуси достигнет 0.38 кг.² Эта цифра реалистична и имеет особую важность с точки зрения энергетической безопасности.

² $0.51 \cdot (1 - 0.25)$. В определенной степени, высокая энергоинтенсивность в Беларуси, по сравнению с другими странами ОЭСР, объясняется различиями в погодных условиях.

Таблица 1. 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), кг нефтяного эквивалента.

** ВВП в 1995, USD.

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

В какой степени цены на энергию в Беларуси не содержат стимулов для потребителей, поскольку они не покрывают издержки? В феврале 2005 г. цены на электроэнергию для промышленных потребителей составляли 6.7 цента за 1 кВт.ч и покрывали издержки.³ Для населения тарифы на электричество предполагалось установить на уровне 4 центов за 1 кВт.ч до конца 2005 г. Хотя эта цена существенно выше по сравнению с предыдущими годами, такой уровень тарифов только наполовину покрывает расходы по предоставлению (8 центов/кВт.ч) электроэнергии.⁴

Средний тариф для населения за тепловую энергию в 2004 г. составлял USD 13.4 за ГКал, намного превышая данный показатель в 2001 г. — USD 2.8 за ГКал.⁵ Однако, несмотря на такой заметный рост, данный тариф покрывает только 52% от официально заявленных издержек и менее 40% от издержек, рассчитанных международными экспертами (USD 35 за ГКал).⁶ Поскольку население потребляет почти 60% от общего объема производимой тепловой энергии (напрямую и через горячую воду)⁷, такой низкий средний тариф означает, что система централизованного теплоснабжения функционирует с издержками, значительно превышающими цены.⁸

³ Переменные издержки поставок электроэнергии для промышленности плюс издержки, связанные с инвестированием в США и Европе, составляют 8–9 центов. В Беларуси газ, несмотря на недавнее повышение цен, является относительно дешевым видом топлива. Вместе с тем белорусская энергетика страдает от задолженности и недостатка инвестиций, что полностью отсутствует в США и Европе.

⁴ В *EBRD Transition Report* (2001) 8 центов за 1 кВт.ч являются точкой отсчета для переменных издержек при поставках электроэнергии населению плюс инвестиционные издержки. Принимая во внимание, что 11% от всех потребителей имеют привилегированный статус (то есть платят половину от тарифа), средняя цена, которую население действительно платит за электроэнергию, составляет даже меньше, чем 3.8 цента ($= 4 \cdot 0.89 + 2 \cdot 0.11$).

⁵ Ракова Е. (2004) *Анализ тарифов на электроэнергию в Беларуси*. Исследование, подготовленное для Комитета по энергоэффективности (Study prepared for the Committee on Energy Efficiency for the social Infrastructure Retrofitting Project).

⁶ См. напр.: *EBRD Transition Report* (2001).

⁷ См.: Ракова Е. (2004).

⁸ Большая часть непокрытых издержек приходится на относящихся к Министерству коммунального хозяйства поставщиков коммунальных услуг, предоставляемых непосредственно потребителям. Напротив, оптовые тарифы повышаются более высокими темпами, в результате официальные издержки «Белэнерго» покрываются почти на 100%.

Повышение цен на газ Россией в 2004 г. привело к росту внутренних цен. В начале 2004 г. цены на газ установлены на уровне USD 67 за 1000 м³ для промышленности и USD 57 за 1000 м³ для населения (по сравнению с USD 58.8 и 9.2 за 1000 м³ соответственно в 2000 г.). Несмотря на то что теперь средние цены на газ полностью покрывают издержки⁹, тарифы для населения по-прежнему ниже, чем для промышленности, что свидетельствует о сохранении перекрестного субсидирования.¹⁰

Таким образом, несмотря на то что цены на газ, электричество и тепло для промышленности выросли и превысили издержки, цены для населения не покрывают затраты. Следовательно, потребители, и особенно население, не имеют стимулов к энергосбережению. Ярким примером является низкая теплоизоляция жилых помещений.

По сравнению с проведенным выше сопоставлением цен и затрат, анализ эксплуатационной эффективности сопряжен с большими сложностями в связи с отсутствием информации. Однако все же можно сделать ряд выводов. **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 ведет к неравномерному распределению тепла. Другой причиной низкой эффективности теплосетей в переходных экономиках 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.¹¹ В результате система централизованного теплоснабжения в СНГ функционирует менее эффективно, чем, например, в Западной Европе. Так, по оценкам Всемирного банка, нагревание 1 м³ пространства в системе теплоснабжения советских времен требует 70–90 кВт.ч, тогда как в системе западного типа 45–50 кВт.ч¹². При этом потери при производстве составляют 15–40% от вырабатываемого тепла и распределении — 15–25% от распределяемого тепла, что почти в три раза выше, чем в современных западных системах.¹³ Поскольку более 30% энергопотребления приходится на тепловую энергию, потенциальный вклад системы централизованного теплоснабжения в повышение энергоэффективности может быть значительным.

⁹ Принимая во внимание непрозрачность договоров о поставках газа, установление точки отсчета для издержек по предоставлению газа является сложной задачей. Однако заявление о том, что, в среднем, издержки покрываются, кажется вполне реалистичным, по крайней мере в части переменных (без учета инвестиционных) издержек.

¹⁰ Естественно, что предоставление газа крупным промышленным потребителям менее затратно, чем поставки населению.

¹¹ Более подробную дискуссию по вопросу неэффективности системы централизованного теплоснабжения в переходных экономиках см.: Meyer A., W. Mostert W. (2000) *Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union*. ESMAP Report № 234. World Bank, Washington, DC.

¹² См.: Meyer A., Mostert W. (2000).

¹³ В Западной Европе потери при производстве составляют 5–15%, а потери в распределительных сетях — 5–10%.

В энергетическом секторе энергоэффективность существующих технологий (как для угля, так и для газа) очень низка. Как показывает табл. 2, даже при использовании современных технологий энергоэффективность составляет 50%. Это означает, что половина энергии теряется в процессе производства. В Беларуси, где электростанции преимущественно функционируют на газе с использованием технологий советских времен эксплуатационная эффективность, возможно, еще более низкая и 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 также сократиться до уровня Западной Европы (5%). Следовательно, модернизация электроэнергетики — это еще один важный элемент повышения энергоэффективности в Беларуси.¹⁴

Таблица 2. 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., Jäger G. (2001) *Increase of Power Plant Efficiency*. Paper presented at World Energy Council 18th Congress, Buenos Aires.

В заключение отметим, что планы по сокращению в Беларуси первичного энергопотребления на 25% являются реалистичными. Однако они вряд ли реализуются только за счет небольших местных проектов. Именно централизованное теплоснабжение и сектор электроэнергетики, являющиеся основными потребителями первичной энергии с низким уровнем энергоэффективности, должны быть модернизированы в первую очередь. Для этого необходимы предусмотренные Государственной программой инвестиции в размере USD 2.6 млрд (немного более 10% от белорусского ВВП) сроком на пять лет. Такие значительные инвестиции, составляющие более 10% от общего объема, требуют тщательного экономического обоснования и соответствующей институцио-

¹⁴ Комбинированное производство тепла и энергии осуществляется в процессе когенерации, поэтому потенциал энергосбережения не может быть просто суммирован.

нальной и регуляторной базы. Однако, как показывает приведенный выше анализ тарифов и издержек, это достаточно сложно осуществить на современном этапе. Далее обсуждаются общие принципы экономических и институциональных реформ, необходимых для обеспечения прибыльности функционирования энергетического сектора и создания стимулов для повышения энергоэффективности.

2.2. Стратегия реформ: общие принципы

Общие принципы реформы энергетического сектора достаточно широко освещены в литературе.¹⁵ Как правило, выделяют следующие элементы:

- акционирование;
- регулирование;
- реформа тарифов;
- либерализация.

Акционирование необходимо для того, чтобы разделить существующий энергетический комплекс на отдельные независимые предприятия, которые желательно вывести из-под государственного контроля и позволить им принимать ориентированные на прибыль решения.

Регулирование означает невмешательство государства в процессы ценообразования, формирования издержек и т. д. и передачу этих функций независимому регуляторному органу. Необходимыми элементами независимости являются четко определенные юридический статус и функции, финансовая автономия, достаточные ресурсы.

Реформа тарифов подразумевает, что тарифы для потребителей должны покрывать переменные производственные издержки плюс инвестиционные издержки; в то же время предприятие не должно обладать монопольной властью. Установление тарифов и контроль соотношения цена/издержки должны относиться к компетенции регуляторного органа. В идеале, тарифы устанавливаются таким образом, чтобы стимулировать инвестиции, направленные на сокращение издержек, например, в энергосберегающие технологии.¹⁶

¹⁵ Общие направления реформы представлены, например, в *EBRD Transition Report* (2001). Для Беларуси подобные исследования выполнены Немецкой экономической группой и ИПМ: АЗ/03/05 (*Реформирование электроэнергетического сектора в Беларуси: как сократить затраты и уменьшить зависимость от импортируемых ресурсов*), АЗ/15/04 (*Направления реструктуризации газового сектора в Беларуси*), АЗ/03/04 (*Беларусь как страна транзита газа*).

¹⁶ Наиболее простым способом является установление максимального тарифа (*Price Caps*) таким образом, чтобы производители могли увеличивать прибыль, снижая издержки. Более подробно о регулировании тарифов на коммунальные услуги см.: *EBRD Transition Report* (2004); Coelli T., Estache A., Perlelman S., Trujillo L. (2003) *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*. World Bank Institute, Washington, D. C.

Либерализация открывает определенные сегменты рынка для конкуренции, например, посредством гарантии недискриминационного доступа третьей стороны (Third Party Access (TPA)) в энергетические сети. Это стимулирует сокращение издержек и повышение эффективности, улучшает экономические показатели предприятия (и, следовательно, прибыльность инвестиций в энергосберегающие проекты).

Несмотря на существенное повышение цен в Беларуси в последние годы, прогресс в направлениях реформы, описанных выше, незначителен. В частности, наиболее важные энергетические компании, такие как "Белэнерго", облэнерго и "Белтопгаз", остаются неакционированными. В результате ни у одной из этих компаний отсутствует возможность принимать независимые, ориентированные на прибыль, решения. Более того, регулированием тарифов занимается сразу несколько министерств, что означает прямой контроль государства над их установлением. Наконец, на сегодняшний день со стороны государства не существует обязательств по либерализации энергетического рынка и стимулированию конкуренции.

3. Ключевые сферы

В дополнение к общим реформам существуют сферы, заслуживающие особого внимания с точки зрения потенциального вклада в повышение энергоэффективности. В данном разделе рассмотрены три из них.

3.1. Комбинированное производство тепла и электроэнергии

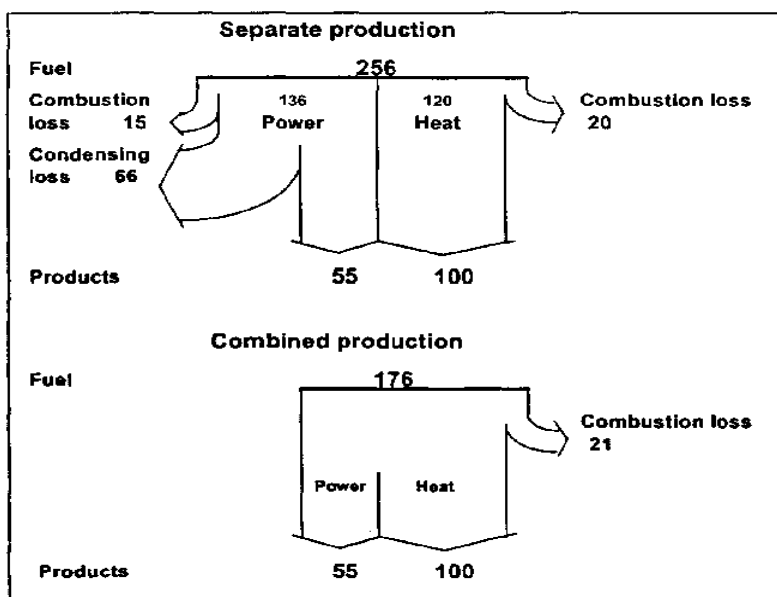
Комбинированное производство тепла для централизованного теплоснабжения и электроэнергии, осуществляемое на ТЭЦ, более энергоэффективно, чем раздельное производство. Как показано на диаграмме *Сэнки* (рис. 1), комбинированное производство 100 единиц тепла и 55 единиц электроэнергии требует 176 единиц 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).

Несмотря на 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 типов энергии (2/3 на тепло-, 1/3 на электроэнергию);
- *метод альтернативного производства тепла (электроэнергии)*: издержки для тепла (электроэнергии) определяются альтернативными издержками их раздельного производства;

- *метод распределения выгоды*: распределение переменных издержек пропорционально потреблению топлива, которое 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. 1);
- *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 выгоды*, подходит в большей степени.

Рис. 1. Энергетический баланс для раздельного и комбинированного производства электро- и теплоэнергии (твердое топливо)



Источник: Meyer A., Mostert W. (2000), appendix C.

Помимо регулирования цен и издержек многие правительства используют другие механизмы, стимулирующие использование когенерации. К самым простым относится предоставление *государственной помощи, грантов, премий-надбавок* и т. д. Однако такого рода поддержка может быть дорогостоящей и приносить больше издержек, чем выгод. Поэтому принято считать, что более действенным стимулом являются *налоговые льготы*, которые должны быть обоснованы. Например, необходимо учитывать, решаются ли проблемы охраны окружающей среды, или предоставлять их под энергосберегающие технологии в зависимости от эксплуатационных целей, а не специфичности самих технологий. *Подгача в тарифах (Feed-in-tariffs)*, как это предусмотрено Немецким актом о когенерации 2002 г., гарантирующим неограниченный доступ к электросетям по высоким минимальным ценам. Однако необходимо иметь в

виду, что это ведет к уменьшению конкуренции и создает дополнительные издержки, которые, как правило, перекладываются 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, то есть когенерация несомненно будет иметь преимущества, что, в свою очередь, будет способствовать росту энергоэффективности. Для обеспечения рентабельности системы требуется:

- Использовать механизм *Требований о покупке по наименьшей стоимости*, который гарантирует местным коммунальным службам возможность распределять тепло по принципу наименьших затрат, до того как они будут использовать свое собственное тепло или покупать его из других источников. Для того чтобы это было технически реализуемо, требуются 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 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, разрешение небольшим ТЭЦ продавать

электроэнергию непосредственно промышленным потребителям через электрические сети по единому тарифу. Очевидно, что в полной мере все эти мероприятия могут быть реализованы совместно с мероприятиями, о которых говорилось в разделе 2.2., только после проведения рыночных реформ в белорусском энергетическом секторе.

3.2. Торговля квотами на выбросы

Возможность торговли разрешениям на выброс предоставляет 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 наименьшие. Механизм *проектов совместного осуществления* предусматривает правила и стандарты, в соответствии с которыми сокращение выбросов в результате модернизации промышленного и муниципального оборудования в развитых и переходных экономиках, ратифицировавших Киотский протокол, сертифицируется и может продаваться как разрешение на выброс парниковых газов.¹⁷

Очевидно, данный механизм является 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.¹⁸ В табл. 3 в качестве примера приведена взаимосвязь между торговлей сертификатами на выброс и финансовыми показателями проекта реконструкции региональной системы централизованного теплоснабжения. Необходимые инвестиции составляют USD 8.2 млн. В результате ежегодная экономия топлива составит USD 1.6 млн, а выброс парниковых газов сократится на 68 тыс. т CO₂-эквивалента. Продажа в виде разрешений на выброс в течение оговоренного Киотским протоколом периода 2008—2012 гг.¹⁹ при ценах, находящихся в пределах EUR 5 и 10 за тонну CO₂e, принесет дополнительный доход от EUR 1.7 до 3.4 млн. Финансирование этого проекта на 10-летний период обеспечит норму прибыли внутри страны (IRR) в 14.5% (без продажи прав на выбросы) и до 20% (при продаже эмиссионных сертификатов по цене EUR 10 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 с учетом доходов от продажи эмиссионных сертификатов.

¹⁷ Среди стран, ратифицировавших Киотский протокол, наибольший спрос на эмиссионные сертификаты ожидается от стран ЕС (которые уже используют схемы торговли эмиссиями) и Канады.

¹⁸ Механизм Киотского протокола, 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*).

¹⁹ В настоящее время обсуждаются схемы торговли эмиссиями после 2012 г.

Таблица 3. Реконструкция региональной системы централизованного теплоснабжения (описание проекта)

Население, проживающее в регионе, млн чел.	1.3
Количество домов, имеющих котельные, шт.	175
Протяженность передаточной сети, км	380
Начало проекта, год	2007
Продолжительность проекта, лет	10
Общий объем инвестиций, EUR тыс.	8200
– в котельные	2200
– в передаточные сети	6000
Затраты, связанные с проектом совместного осуществления, EUR тыс.	300
Среднегодовое энергосбережение (чистое), EUR тыс.	1600
– в котельных	800
– в передаточных сетях	800

Сокращение выбросов и доходы от торговли эмиссиями:

	В тоннах CO ₂	В 1000 EUR (при различных ценах)		
		5 EUR/т	7 EUR/т	10 EUR/т
В год	68000	340	476	680
Общие (2008–2012)	340000	1.700	2.380	3.400

Финансовые показатели (IRR и NPV)

		Цены (EUR/т):		
		5	7	10
IRR	14.5%	16.9%	18.2%	20.0%
NPV (в 1000 EUR) при:				
10.0%	1483	2330	2756	3395
15.0%	–148	525	869	1386
17.5%	–749	–147	164	632
20.0%	–1243	–704	–421	2

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

Что необходимо сделать для того, чтобы проекты совместного осуществления, подобно рассмотренному в табл. 3, реализовывались и в Беларуси? В первую очередь следует как можно скорее внедрить *систему учета выбросов парниковых газов* в соответствии со стандартами Киотского протокола. Помимо этого необходимо понимание того факта, что Беларусь 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 (со-

гласно договоренностям, достигнутым на сегодняшний день) будет действовать только в течение пяти лет 2008–2012 гг. Соответственно, только в этот период 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.

3.3. Участие частного сектора

В соответствии с Государственной программой, объем финансовых ресурсов, необходимых для реализации энергосберегающих мероприятий, определен в размере USD 2600 млн на период 2006–2010 гг. Большую часть должны составить собственные средства предприятий (38%), средства инновационных фондов государственных органов управления (24.3%), республиканские и местные бюджеты (19.5%), средства инновационного фонда Минэнерго (11.3%). Однако, как показывают результаты финансирования энергосберегающих мероприятий в 2004 г., из собственных средств предприятий и местных бюджетов на эти цели было направлено только 49 и 31.4% от требуемых сумм соответственно. В связи с этим возникают опасения относительно возможности инвестирования в полном объеме, предусмотренном на внедрение энергосберегающих мероприятий в 2006–2010 гг. Банковские кредиты и средства международных финансовых организаций едва ли можно рассматривать в качестве серьезного источника финансирования. В 2004 г. инвестиции из данных источников составили только 21 и 4% от запланированных объемов соответственно. В связи с этим встает вопрос о возможности привлечения частного сектора к финансированию энергосберегающих мероприятий и формах его участия в предоставлении услуг.

Последнее десятилетие характеризуется ростом участия частного сектора в предоставлении услуг инфраструктуры, в том числе энергетических услуг. Партнерство между частным и общественным секторами возникло в силу ряда причин.

1. Возможность получить дополнительные средства от приватизации. В 1992–2003 гг. в результате приватизации инфраструктуры, в том числе энергетической, переходные экономики получили около USD 40 млрд, из которых USD 6.2 млрд пришлось на страны СНГ.²⁰

2. Участие частного сектора привело к улучшению эффективности, эксплуатационных характеристик и зачастую качества услуг. Как показывает практика, приход частного сектора ведет к сокращению издержек на 10–30%²¹, а следовательно, к повышению эффективности. Даже в сложной ситуации, например, состояния энергетического сектора в Грузии, партнерство с частной формой существенно улучшает эффективность и качество предоставляемых услуг.

²⁰ См.: EBRD. *Transition Report* (2004).

²¹ См.: Clive H. (2003) *Private participation in infrastructure in developing countries. Trends, Impacts and Policy Lessons*. World Bank Working. Paper № 5.

3. Партнерство между общественным и частным секторами принимает различные формы и подразумевает различную степень вовлечения частного сектора — от передачи собственности до контрактов на управление. В наиболее общем виде их можно свести к трем типам:

- *участие частного капитала (открытое — Divestiture)* предполагает, что все активы, эксплуатационные и инвестиционные обязательства переходят к частному собственнику. Эта форма чаще используется при производстве и распределении электроэнергии, а также при электро- и газоснабжении. Как правило, она предполагает предоставление государственных гарантий относительно возможности повышения тарифов и достижения полного покрытия издержек и получения доходов на вложенный капитал;
- *концессионные соглашения и контракты: строительство — владение — эксплуатация* заключаются при строительстве новых мощностей или модернизации инфраструктуры. Для данного типа соглашения тарифы не являются критически важными (хотя, как правило, они содержат подробные договоренности о структуре тарифов для потребителей), поскольку они компенсируются более низкой платой за аренду. Но в любом случае уровень тарифов должен компенсировать долгосрочные издержки. Наиболее широкое распространение данный тип соглашений получил в электроэнергетике (производство);
- *контракт на управление, на оказание услуг* — наиболее простая форма контрактов, не включающих инвестиционные обязательства. Данные соглашения заключаются преимущественно в том случае, когда сложно привлечь частный капитал, поскольку изначально издержки превышают цены, и правительство в силу каких-либо причин не собирается устанавливать тариф, который обеспечивал бы прибыльную деятельность (централизованное теплоснабжение), или же предприятие не вызывает интерес у инвестора. Контракты на управление и оказание услуг способствуют росту производительности труда, эксплуатационных характеристик, качества и уровня предоставляемых услуг. Вместе с тем они имеют ряд недостатков по сравнению с рассмотренными выше формами участия частного сектора в силу краткосрочного характера.

Еще одним механизмом привлечения частных инвестиций является создание энергосервисных 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 берет кредит или инвестирует собственные средства.

ЭСКО — независимые компании, разрабатывающие 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 об-

щественной собственности (Государственному комитету по энергосбережению Украины принадлежит УкрЭСКО).

Функции ЭСКО:²²

- 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 не означает, что произойдет 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. В табл. 4 представлен рейтинг возможности привлечения финансирования из различных источников в систему централизованного теплоснабжения стран с переходной экономикой. Это напрямую связывается с уровнем развития рыночных отношений. Как видно из таблицы, в России, Украине и, очевидно, в Беларуси рыночные отношения в энергетическом секторе практически отсутствуют, следовательно, вероятность инвестиций со стороны частного сектора намного ниже, чем в странах Центральной и Восточной Европы. То есть, как уже отмечалось в разделе 2. 2., без проведения рыночных реформ приход частного капитала, новых управленческих подходов и других форм участия частного капитала вряд ли возможен, что, в свою очередь, вызовет нехватку ресурсов для повышения эффективности функционирования энергетического сектора.

²² См.: OECD (2004) *Coming in From the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies*.

Таблица 4. Рейтинг возможности* привлечения финансирования из различных источников

	Венгрия	Чехия	Польша	Россия	Украина	Румыния	Болгария
Местные банки	4	4	4	2	2	2	2
Иностранные банки	4	4	4	2	1	2	2
ЭСКО	4	3	2.5	1	1	2.5	2.5
Участие общественного и частного капитала	3	4	4	2	2	2.5	2
Национальные фонды	3	3	3	1.5	1.5	2	2

* 4 — развитый рынок; 1 — возможность использования данного источника очень низка.

Источник: Alliance to Save Energy.

4. Выводы и рекомендации

В последнее время белорусские власти уделяют много внимания повышению энергоэффективности экономики. В первую очередь это нашло выражение в повышении тарифов на тепло- и электроэнергию. Однако этого явно недостаточно. Тарифы для населения по-прежнему не покрывают издержки и не стимулируют энергосбережение. 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, либерализацию и изменение системы формирования тарифов. Все это до сих пор не было проведено в Беларуси. Более того, принятая Государственная программа не предполагает проведения подобного рода реформ.

В данной аналитической записке показывается, что без проведения рыночных реформ повышение энергоэффективности представляет собой сложно разрешимую задачу. Так, белорусские власти выделяют систему централизованного теплоснабжения и когенерацию в качестве основных источников роста энергоэффективности. Однако потенциал комбинированного производства тепло- и электроэнергии лучше всего реализуется при оптовой конкуренции. Использование таких механизмов, как *торговля эмиссиями* или *совместное участие общественного и частного сектора*, для планирования и осуществления энергосберегающих проектов в качестве предварительного условия требуют гарантий экономической жизнеспособности, которая наилучшим образом обеспечивается только при проведении рыночных реформ в энергетическом секторе.

Литература

1. Clive H. (2003) *Private participation in infrastructure in developing countries. Trends, Impacts and Policy Lessons*. World Bank Working. Paper № 5.
2. EBRD Transition Report, 2001.
3. EBRD. Transition Report, 2004.

4. Estache T., Perlelman S., Trujillo L. (2003). *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*. World Bank Institute, Washington, D. C.
5. IEA: Key World Energy Statistics. Paris, 2004.
6. Meyer A., Mostert W. (2000) *Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union*. ESMAP Report № 234. World Bank, Washington, DC.
7. OECD (2004) *Coming in From the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies*.
8. Rakova E. (2004) *Analysis of Energy Tariffs in Belarus*. Study prepared for the Committee on Energy Efficiency for the social Infrastructure Retrofitting Project.
9. Theis K. A., Jäger G. (2001) *Increase of Power Plant Efficiency*. Paper presented at World Energy Council 18th Congress, Buenos Aires.

Технологические и экономические аспекты энергосберегающих технологий в промышленных котельных

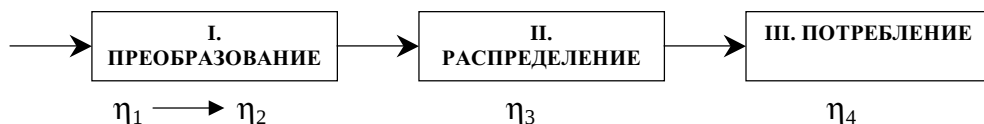
к.т.н. Козлов А. И., к.т.н. Герасимова А. Г., БНТУ

При нехватке собственных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), когда Беларусь вынуждена их импортировать (около 80%), энергобезопасность в значительной мере зависит от создания и внедрения энергосберегающих технологий и оборудования во всех отраслях народного хозяйства. Значительная доля энергопотребления для выработки пара и горячей воды в промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве (ЖКХ) приходится на котельные. По данным Проматомнадзора, в республике насчитывается 8446 котельных (более 15 тысяч котлов), потребляющих до 7 млн т условного топлива (Программа до 2010 г., 2005).

В основе снижения энергоемкости в промышленных и коммунальных котельных лежит комплексный подход, позволяющий экономить ТЭР на всех этапах от производства до потребления. При этом в процессе разработки энергосберегающих технологий в производстве тепловой энергии (ТЭ) необходимо выбирать обоснованные технико-экономические решения, которые с точки зрения термодинамики и эксплуатации учитывают неизбежные потери и препятствия. Это касается в первую очередь таких видов ТЭР, как природный газ (ПГ) и местные виды топлива (МВТ), поскольку их использование неизбежно.

В классической цепочке производства ТЭ в котельных существует три стадии (рис. 1).

Рис. 1. Классическая цепочка получения ТЭ



η_1 – средневзвешенный КПД котельной (КПД “брутто”);

η_2 – КПД выхода ТЭ из котельной, с учетом расхода ТЭ на собственные нужды котельной (КПД “нетто”);

η_3 – КПД распределения;

η_4 – КПД потребления.

Эффективный КПД равен (Комитет энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь, 2002):

$$\eta_{\text{эт}} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4. \quad (1)$$

Проанализируем, какие факторы влияют на эффективность использования энергии и материалов на всех трех стадиях.

I. Стадия преобразования (выработка горячей воды и пара в котельных).

Для газообразного, жидкого и твердого топлива функциональную зависимость КПД "брутто" от влияющих на него факторов можно представить следующим образом:

$$\eta_1 = f(Q_n(X), W, G, d, A, \alpha, T_{ок}, T_{мон}, n_1, n_2 \dots), \quad (2)$$

где Q_n — теплотворная способность топлива, кДж/кг; X — химический состав топлива; W — влажность топлива; G — тип горелочных устройств; d — размер частиц; A — содержание минеральной части в топливе; α — коэффициент расхода окислителя; $T_{ок}$ — температура окислителя (воздух); $T_{мон}$ — температура топлива; $n_1, n_2 \dots$ — прочие факторы.

Оценка КПД показала четкую зависимость:

$$\eta_{эт}^{газ} > \eta_{эт}^{жс} > \eta_{эт}^m, \quad (3)$$

где $\eta_{эт}^{газ}$, $\eta_{эт}^{жс}$, $\eta_{эт}^m$ — эффективный КПД газообразного, жидкого и твердого топлива соответственно.

Это объясняется в первую очередь тем, какой вид топлива используется в котле. Конечно, наиболее предпочтительным является газообразное топливо, поскольку в этом случае затраты сводятся к минимуму. Неслучайно, все современные котлы используют газ. Так, доля природного газа, потребляемого в республике в 2005 г., составила 22.8 млн т условного топлива (77.2%). Другие источники энергии: биомасса, отходы древесины (МВТ) — также стремятся превратить в газообразное топливо. Использование МВТ, доля которых в выработке тепловой энергии должна быть доведена до 25%, осложняется целым рядом обстоятельств: влажностью, зольностью, размерами частиц, заготовкой, удаленностью источников МВТ от котельной и, самое главное, калорийностью ($\beta = Q_n^p / Q_{y.m.}$).

Калорийный эквивалент различных видов топлива приведен в табл. 1. Немаловажное значение также имеет и цена поставщика (лесного хозяйства).

Таблица 1. Калорийный эквивалент различных видов топлива

Вид топлива	Калорийный эквивалент	Вид топлива	Калорийный эквивалент
ПГ	~1.15	Дрова	~0.27–0.18
Нефть	~1.43–1.49	Отходы	~0.36–0.05
КУ	~0.87–0.68	Лигнины	~0.27
Торф	~0.34–0.37		

Источник: Комитет энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь (2002).

В процессе выработки пара и ГВ возникают неизбежные потери $\Delta\eta$:

$$\eta_2 = \eta_1 - \Delta\eta = \eta_{\text{нетто}}. \quad (4)$$

Здесь:

$$\Delta\eta = f(K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, n_{1,2,3,\dots}), \quad (5)$$

где K_1 — затраты на подготовку топлива к сгоранию; K_2 — вид вырабатываемого теплоносителя (вода, пар), продувка; K_3 — затраты на химводоподготовку воды, дэарацию; K_4 — затраты э/э на вентиляторы, дымососы, водяные насосы ~10кВт.ч; K_5 — собственные затраты; $n_{1,2,3,\dots}$ — прочие факторы. В табл. 2 представлены ориентировочные КПД "брутто" и КПД "нетто".

Таблица 2. Ориентировочные КПД "брутто" и КПД "нетто"

Вид топлива	$\eta_1, \%$		$\eta_2, \%$	
	Паровые	Водогрейные	Пар	Вода
Газ	90	92	80	82
Мазут	87	91	74	77
КУ	75	80	70	74
Торф	72	66	50	55
Дрова	60	62	40	45

Источник: Комитет энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь (2002).

Оценка данных табл. 2 показывает, какой вид топлива предпочтителен с теплотехнической точки зрения. Этим и объясняются основные мероприятия по созданию энергосберегающих технологий и оборудования. К ним в первую очередь можно отнести:

- внедрение стальных котлов с соответствующими контрольно-измерительными приборами и автоматикой (КИПиА), позволяющими оптимизировать работу ($\alpha_{\text{опт}}$), пуски и остановки котла, до минимума снизить температуру уходящих газов (газообразное топливо), при многократном охлаждении дымовых газов доводить теплотворную способность топлива до высшей (использование тепла конденсации пара);
- внедрение частотно-регулируемых электроприводов насосного и воздуходувного оборудования, горелочных устройств, эффективных теплообменников типа α -Лаваль и ряда других.

II. Стадия распределения тепловой энергии. Эффективность распределительной сети зависит от следующих факторов (Комитет энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь, 2002):

$$\eta_3 = f(L, T, \Phi, M, \Delta H, \dots, n), \quad (6)$$

где L — длина трубопровода; T — температура теплоносителя; Φ — теплотехнические характеристики изоляции; M — моральный износ; ΔH — гидраули-

ческие потери; n — прочие факторы. В качестве примера в табл. 3 приведены нормируемые потери по трубопроводу ТЭ.

Таблица 3. Нормируемые потери по трубопроводу ($\varnothing$ 108 мм)

Температура рабочей среды, °C	20	50	100	150	200	250
Удельные тепловые потери q , Вт/м	13	28	50	76	87	112

Источник: Методические указания по определению нормативных потерь в водяных и паровых сетях (1995).

Анализируя данные табл. 3, можно проследить следующую зависимость: чем выше температура теплоносителя, тем больше потери. Фактические потери ТЭ с учетом изношенности трубопровода, в первую очередь изоляции, гораздо выше (по нашим оценкам в 2–3 и более раз). Особенно это относится к трубопроводам пара. Среднестатистическое значение эффективности распределения составляет $\eta_3 \approx 80\%$ от величины КПД “нетто”.

Основными мероприятиями по сокращению расхода ресурсов при транспортировке, на наш взгляд, являются:

1. Перевод котла на водогрейный режим. При этом достигаются следующие преимущества:

- снижение потерь тепла в 2–3 раза, в том числе в процессе преобразования, поскольку температура горячей воды $t_{гв} \approx 100–110^\circ\text{C}$, а температура пара $t_{пара} \approx 200^\circ\text{C}$ (см. табл. 1, 2);
- отсутствие дзарационных систем;
- надежный учет расхода пара;
- возможность применения пластмассовых труб, $t \leq 130^\circ\text{C}$, снижение гидравлических потерь (насосы малой мощности).

2. Применение более эффективных изоляционных материалов, позволяющих:

- сократить время холостого хода;
- уменьшить толщину теплоизоляции при сохранении нормативных тепловых потерь;
- снизить трудоемкость монтажа;
- продлить срок службы до 20–25 лет.

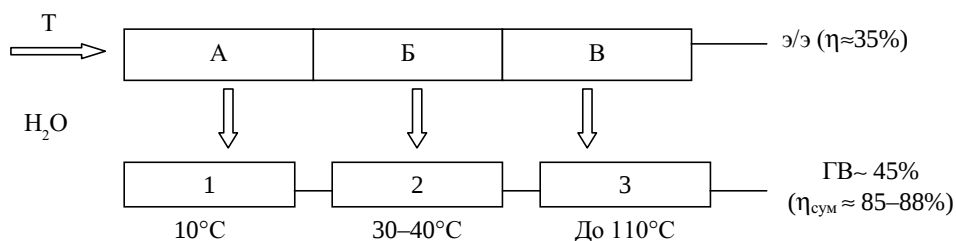
3. Децентрализация с установкой в местах максимальной удаленности от котельной ($L_{\max}$) мобильных (передвижных) котлов.

4. Конденсатоотводчики.

5. Использование современных компенсаторов и шаровой запорной арматуры.

6. Наиболее ярким решением повышения эффективности на стадиях преобразования и распределения является установка когенерирующих систем (пример показан на рис. 2). Создание такого типа технологий поможет решить сразу несколько задач по получению тепло- и электроэнергии.

Рис. 2. Установка когенерационных установок с выработкой э/э и тепла



А — тепло охлаждения антифриза;

Б — тепло охлаждения двигателя;

В — тепло дымовых газов.

7. Внедрение количественного и качественного регулирования.

Все это позволит, в соответствии с государственной программой на 2006–2010 гг. (Указ президента РБ № 339 от 25.08.2005 г.), снизить расход на транспорт ТЭ в объеме 25.5 тыс. ГКал/год (3640 млн т условного топлива).

III. Стадия потребления. Именно на этой решающей стадии определяется эффективность энергетической системы, поскольку здесь в процессе преобразования тепловой энергии срабатывает второй закон термодинамики — “тепловая ловушка”:

$$\eta_4 < \eta_{\text{теор}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1}, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{теор}}$ — теоретический КПД; T_1, T_2 — соответственно температура входящей и выходящей ТЭ у потребителя. При этом значение T_2 определяется целым рядом условий поставщика тепловой энергии: температурой возврата обратной сетевой воды, конденсата и т. д. С одной стороны, для повышения η_4 надо $T_1 \rightarrow \min$, а с другой стороны, для повышения η_1 и η_2 надо $T_2 \rightarrow \max$. КПД конечной стадии $\approx 80-90\%$, причем нижнее значение характерно для паровой системы.

Таким образом, даже в нормируемых вариантах величина эффективного КПД 50–55% (Комитет энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь, 2002), то есть около половины входящей в систему энергии теряется

в силу различных причин на этих стадиях, и из 7 млн т условного топлива полезно используется $\approx 3,5$ млн т. При цене газообразного топлива USD 46.6 за 1000 м^3 в пересчете на условное топливо USD 40.52 (нормативный коэффициент пересчета равен 1.15 (Комитет энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь, 2002)) мы теряем порядка $\text{USD } 40.52 \times 3.5 = 141.82$ млн.

Технико-экономические расчеты показали, что нужно в первую очередь снижать конечное потребление до минимальных значений за счет различных мероприятий. Здесь и возникает задача, как в конкретных условиях найти наиболее разумные, экономически оправданные решения, которые позволят уменьшить расход ТЭР, не снижая выработки продукции. Оценивая вышесказанное, можно утверждать, что всегда можно найти экономичное и рациональное энергосберегающее решение, учитывая термодинамические и теплотехнические препятствия.

Литература

1. Вукалович М. П., Новиков И. И. (1968) *Техническая термодинамика*. Москва.
2. Комитет энергоэффективности при Совете министров Республики Беларусь (2002). *Инструкция по нормированию расходов топливно-энергетических ресурсов для котельных номинальной производительностью 0,5 ГКал и выше*. Минск.
3. Методические указания по определению нормативных потерь в водяных и паровых сетях (1995). РД РБ 34.33.301. Минск.
4. Программа до 2010 г. (2005). Энергия и менеджмент. № 5. С. 4–5.

Энергетические эквиваленты

	кДж	ккал	кВт	м ³ газ	Кг уголь- ного эквивале нта (CE)	Кг нефтя- ного эквивале нта (OE')	Баррель
1 кДж	1	0.2388	0.000278	0.000032	0.000034	0.000024	1.76*10 ⁻⁷
1 ккал	4.1868	1	0.001163	0.00013	0.000143	0.0001	7,35*10 ⁻⁷
1 кВт	3.600	860	1	0.113	0.123	0.086	0.000063
1 кг CE	29.308	7.000	8.14	0.924	1	0.70	0.0052
1 кг OE	41.868	10.000	11.63	1.319	1.428	1	0.0074
1 баррель	5.694.048	1.360.000	1.582	179.42	194.21	136	1
1 м ³ при- родного газа	31.736	7.580	8.816	1	1.082	0.758	0.0056

Источник: IE (2005)

IE (2005). Institut für Energetik und Umwelt: Endbericht: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. Leipzig.

Энергетические единицы

1 Дж	=	0.2388 кал	
1 кал	=	4.1868 Дж	
1 Btu	=	1.055 кДж	= 0.252 кКал

WEC Стандартные энергетические единицы

1 тонна нефтяного эквивалента (toe)	=	42 гДж	=	10 034 МКал
1 тонна угольного эквивалента (tce)	=	29.3 гДж	=	7 000 МКал
1 баррель	=	2 US галлон	≈	159 литров
1 м ³	=	35.315 ft ³	=	6.2898 баррель

Электричество

1 кВт	=	3.6 МДж	≈	860 кКал
-------	---	---------	---	----------

Репрезентативные средние коэффициенты перевода (Representative Average Conversion Factors)

1 тонна сырой нефти	≈	7.3 барреля	
1 тонна природного газоконденсата	=	45 гДж (чистая тепло- творная способность)	
1 000 м ³ (н.) природного газа	=	36 гДж (чистая тепло- творная способность)	
1 тонна урана (легководный ядерный реактор, открытый цикл)	=	10 000 – 16 000 TOE	
1 тонна торфа	=	0.2275 toe	
1 тонна дров	=	0.3215 toe	
1 кВт	=	9.36 МДж	≈ 2 236 МКал

<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/conv.asp>

