

*Исследования и анализ  
Studies & Analyses*

---

*Центр социально-  
экономических исследований*



*Center for Social  
and Economic Research*

**239**

---

**Ян Степень**

**Реформирование энергетического  
сектора в Кыргызской Республике**

Перевод с польского Ирины Синициной

*Варшава, март 2002 г.*

Материалы, публикуемые в настоящей серии, имеют рабочий характер и могут быть включены в будущие издания. Авторы высказывают свои собственные мнения и взгляды, которые не обязательно совпадают с точкой зрения Центра CASE.

Публикация данной работы осуществлена в рамках проекта «Поддержка экономических реформ в Кыргызстане», финансируемого Open Society Institute, Будапешт.

© CASE — Центр социально-экономических исследований, Варшава 2002 г.

Редактор русского издания: Петр Козаржевский

ISBN 83-7178-284-5

Издатель:

CASE — Центр социально-экономических исследований

Польша, 00-944 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12

тел.: (48-22) 622-66-27, 828-61-33

факс: (48-22) 828-60-69

e-mail: case@case.com.pl

<http://www.case.com.pl>

Печать:

Mediabank S.A., тел.: (48-22) 825-95-52, 825-95-62

## **Содержание**

Аннотация	5
1. Введение	6
2. Энергетические ресурсы Кыргызской Республики	8
3. Эффективность использования энергетических ресурсов	17
4. Экономические проблемы энергетического сектора	27
5. Реформирование энергетического сектора	46
6. Итоговые замечания и выводы	50
7. Литература	55

**Ян Стемпень**

*Доктор наук, профессор, проректор Политехнического института в г. Кельце. Является автором двух монографий, 115 научных статей и докладов в области надежности энергетического и электроэнергетического хозяйства, возобновляемых энергетических ресурсов и технико-экономической оптимизации систем передачи энергии.*

## **Аннотация**

Настоящая публикация посвящена оценке реформ энергетического сектора Кыргызской Республики. Рассмотрены энергетические ресурсы Кыргызской Республики, эффективность их использования; особое внимание уделено экономическим проблемам энергетического сектора.

Спецификой республики является большое количество водных энергетических ресурсов. Однако, учитывая то обстоятельство, что запасы других видов энергетических ресурсов невелики, а также географическую замкнутость республики, трудно ожидать, что энергетический сектор сможет стать основным источником экономического роста страны. Тем не менее, учитывая ограниченные возможности для импорта электроэнергии в средне- и долгосрочной перспективе, можно сказать, что энергетика обладает достаточным потенциалом для того, чтобы сыграть существенную роль в обеспечении экономического роста и финансовой устойчивости страны.

Происходящий в республике процесс изменений в энергетической сфере оценивается в публикации положительно. Тем не менее, в более широком контексте достигнутые успехи следует рассматривать только как результаты первого этапа реформ, которые должны находиться под пристальным вниманием со стороны правительственных органов.

## 1. Введение<sup>1</sup>

Планирование деятельности и развития энергетических систем стран Центральной Азии до распада Советского Союза характеризовалось централизованным управлением и региональным подходом. После распада СССР страны региона начали развивать свои энергетические системы самостоятельно. Однако оказалось, что результаты этой деятельности не всегда способствовали повышению энергетической независимости этих стран и их обеспеченности энергией, что свидетельствовало о необходимости смены приоритетов энергетической политики этих стран.

Основным приоритетом энергетической политики Кыргызской Республики стало обеспечение энергетической независимости страны за счет расширения использования водных ресурсов, которое требует осуществления инвестиций, необходимых для разработки и освоения собственных водных энергетических ресурсов.

Поскольку водные энергетические ресурсы относятся к категории возобновляемых, постольку и топливно-энергетический сектор в целом, и гидроэнергетика в частности становятся ключевыми отраслями экономики, а также ведущими направлениями технической деятельности, которая обеспечивает функционирование различных отраслей промышленного производства, коммунальной и социальной сфер.

Однако, учитывая то обстоятельство, что запасы других видов энергетических ресурсов невелики, а также географическую замкнутость республики, трудно ожидать, что энергетический сектор сможет стать основным источником экономического роста страны. Тем не менее, учитывая ограниченные возможности для импорта электроэнергии в средне- и долгосрочной перспективе, можно сказать, что энергетика обладает достаточным потенциалом для того, чтобы сыграть существенную роль в обеспечении экономического роста и финансовой устойчивости страны.

Отрицательный энергетический баланс республики играет существенную роль в нарастании внешней задолженности. Несмотря на то, что республика обладает существенными гидроэнергетическими ресурсами, импорт энергоноси-

---

<sup>1</sup> Автор выражает признательность Наталье Писаревой за сотрудничество и помощь в сборе информации, необходимой для написания настоящей работы.

телей в отношении к национальному доходу Кыргызстана является одним из самых высоких среди стран СНГ. В 1999 г. энергетический баланс республики удалось несколько улучшить. Тем не менее, объем импорта все еще превышает экспорт более чем в два раза<sup>2</sup>.

При существующем дефиците основных капитальных ресурсов и ограниченных возможностях для финансирования предприятий топливно-энергетического комплекса со стороны государства невозможно обеспечить необходимый уровень энергетической независимости республики без привлечения иностранных инвестиций.

Поэтому для того, чтобы активно проводить политику реформ в энергетическом секторе, совершенствуя законодательную работу по обеспечению нормальной инвестиционной деятельности, необходима мобилизация всех государственных институтов республики в законодательно-правовой сфере.

В настоящей работе рассматриваются энергетические ресурсы Кыргызской Республики. Основные энергетические ресурсы страны связаны прежде всего с использованием водной энергии. И с теоретической точки зрения, и с точки зрения технических возможностей для освоения ресурсов запасы этой энергии в республике огромны. Однако необходимо подчеркнуть, что водные ресурсы Кыргызской Республики в основном сконцентрированы в верхних течениях крупных рек Центральной Азии. В нижних течениях эти реки используются другими странами, прежде всего для орошения в сельском хозяйстве. Это обуславливает необходимость использовать эти ресурсы не только так, как это вытекало бы из потребностей производства электроэнергии.

Эффективность производства электроэнергии на гидроэлектростанциях чрезвычайно высока, поэтому эксплуатационные издержки производства невелики. Тем не менее, необходимо отметить, что в электроэнергетической системе имеют место чрезвычайно высокие технические и коммерческие потери энергии. Ограничение этих потерь — одна из важнейших проблем, которая стоит перед электроэнергетикой республики.

Энергетический сектор Кыргызстана испытывает дефицит финансовых средств на модернизацию амортизированного энергетического оборудования, линий электропередач и распределительных сетей. Поэтому необходима приватизация этого сектора, в которой могли бы участвовать независимые инвесторы для решения назревших проблем модернизации энергетической системы республики.

---

<sup>2</sup> *Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях*, Бишкек: Государственный Комитет Кыргызской Республики по иностранным инвестициям и экономическому развитию, 2000.

Процесс приватизации энергетического сектора уже начался, однако он сталкивается с определенными проблемами, которые замедляют приватизацию. От того, насколько быстро будут решены эти проблемы, зависит функционирование и развитие этого сектора.

## **2. Энергетические ресурсы Кыргызской Республики**

### **2.1. Состояние энергетических ресурсов**

Запасы энергетического угля Кыргызстана оцениваются в 1,2 млрд. т<sup>3</sup>. Основные месторождения угля расположены на севере республики, вдали от центров концентрации населения. Отсутствие железнодорожной связи в меридиональном направлении, связей между северными районами республики и главными городскими центрами–потребителями энергии предопределяет тот факт, что проблема транспорта угля является чрезвычайно сложной. Поэтому перевозки угля на юг страны осуществляются с помощью транзитных железнодорожных линий через территорию Узбекистана, что приводит к удорожанию угля в связи с необходимостью оплаты транзита. Это обстоятельство создает серьезные ограничения для энергетической политики Кыргызской Республики.

Рост добычи угля связан прежде всего со строительством открытого каменноугольного разреза в Кара-Кече. Этот разрез расположен на высоте 2600 м над уровнем моря в центре страны на расстоянии 400 км от ее столицы Бишкека. По оценкам, запасы угля в нем составляют 200 млн. т. При уровне добычи в 1 млн. т в год производство, по-видимому, сохранится рентабельным на протяжении примерно 25 лет.

Это количество угля было бы достаточно для обеспечения энергией столицы страны Бишкека, особенно на протяжении отопительного сезона, а также для поставок тепла и электроэнергии на промышленные и другие хозяйственные объекты.

Уголь из разреза в Кара-Кече содержит меньше серы и золы по сравнению с углем из Казахстана, что благоприятно скажется на качестве воздуха и состоянии природной среды в Бишкеке. Если учесть, что затраты на сооружение этого разреза, по оценкам, составят 50-60 млн. долларов, к которым следует добавить еще около 120 млн. долларов на строительство железнодорожной ветки и

---

<sup>3</sup> Родионов И. А., Бунакова Т. М., *Экономическая география*, Москва, 1998.



7 млн. долларов на модернизацию Бишкекской ТЭЦ, то выгоднее окажется сжигать в ней уголь из разреза Кара-Кеч, чем уголь из Караганды<sup>4</sup>.

Запасы нефти в Кыргызской Республике крайне невелики. Месторождения нефти находятся в Ферганской долине. Несмотря на скудность запасов, добыча нефти в республике быстро развивается, что связано с отсутствием равновесия на рынке нефти и необходимостью ее импорта. По оценкам, запасы нефти оцениваются в 23 млн. т. При доступных в Кыргызстане технологиях к извлекаемым относятся лишь 50% имеющихся запасов. Извлечение большего количества нефти возможно лишь при использовании новейших технологий добычи. Поэтому было бы необходимо внедрение таких новых технологий в сотрудничестве с международными нефтяными компаниями. В настоящее время предпринимаются усилия по созданию такой компании на основе участия в прибыли от добычи нефти.

Запасы бурого угля Кыргызстана еще мало исследованы, а попутный газ получают при добыче нефти.

Водные ресурсы в Кыргызской Республике чрезвычайно велики. Необходимо подчеркнуть, что они относятся к категории возобновляемых ресурсов, которые в условиях Кыргызстана не подвержены существенным колебаниям. Средний объем водных ресурсов оценивается в 47,4 куб. км<sup>5</sup>.

По оценкам, примерно 20% годового объема осадков используется в оросительных системах, принадлежащих Кыргызской Республике, а 80% потребляется в соседних странах. По объему водных ресурсов Кыргызстан занимает четвертое место среди стран СНГ (после России, Таджикистана и Казахстана)<sup>6</sup>.

Одним из наибольших водосборных бассейнов обладает река Нарын. Семь крупнейших речных бассейнов республики включают в себя свыше 28 000 рек и водотоков, из которых 90% имеют длину более 10 км. Среди них есть реки с высоким уровнем воды, к которым относятся реки бассейна Ферганской долины и Чаткальского хребта, а также высокогорные реки Средней и Центральной Азии.

К бассейну Аральского моря относится 78,4% площади Кыргызской Республики, к бассейну Тарима — 14,8% , Иссык-Куля — 6,5% и Балхаша — 0,3%. В республике находится одна из крупнейших в мире ледниковых систем. Площадь ледников составляет 8100 км, или 4,2% территории республики<sup>7</sup>.

---

<sup>4</sup> *Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии*, Бишкек: Special Program on Economics of Central Asia — SPECA, 2000.

<sup>5</sup> Кошоев М. К., *Опасные природные явления Кыргызстана*, Бишкек: Илим, 1998.

<sup>6</sup> Родионов И. А., Бунакова Т. М., *Ук. соч.*

<sup>7</sup> *Водные ресурсы Кыргызстана*, «Аки Пресс», 25-26 ноября 1997, с. 2-7.

Около 75% площади ледников, которые в основном сосредоточены на западе республики, относится к бассейнам рек Сырдарья и Тарим. Запасы пресной воды, накопленные в ледниках, составляют около 650 млрд. куб. м, что примерно соответствует 12-летнему объему потребления воды во всем Кыргызстане<sup>8</sup>.

По величине годового стока (429 куб. м/сек, или 119 тонн/час) и энергетическому потенциалу самой крупной водной артерией является река Нарын. В ее русле можно разместить 20 гидроэлектростанций, пять из которых уже функционирует.

Наличие столь значительного водного потенциала обуславливает тот факт, что в настоящее время установленная мощность гидроэлектростанций составляет 2 750 МВт; это, однако, представляет собой лишь 10% от имеющегося ресурсного потенциала, величина которого оценивается в 26 000 МВт. Учитывая возможность получения электроэнергии с наивысшими из технически возможных показателями эффективности, этот потенциал является огромным. Для сравнения, установленная мощность всех электростанций Польши (главным образом тепловых) оценивается примерно в 30 000 МВт<sup>9</sup>.

Совокупная установленная мощность электростанций Кыргызской Республики в настоящее время составляет 3 400 МВт, в том числе гидроэлектростанций — 2 750 МВт (80,9%) и теплоэлектростанций (главным образом ТЭЦ, осуществляющих отпуск тепла) — 650 МВт (19,1%). При пиковой мощности электроэнергетической системы, составляющей 2800 МВт, резерв мощности составляет 17,6%. И этот резерв можно считать достаточным при условии четкого функционирования производственных мощностей и сетей электроэнергетической системы<sup>10</sup>.

В любой стране энергетическая политика в значительной степени зависит от степени обеспечения энергетической безопасности. Для того, чтобы оценить энергетическую ситуацию в Кыргызстане в сопоставлении с другими странами Центральной Азии, в таблице 2.1 представлены данные, характеризующие современное состояние основных энергетических ресурсов и перспективы их развития до 2020 г.

---

<sup>8</sup> Там же.

<sup>9</sup> Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, Warszawa: WNT, 1997.

<sup>10</sup> *Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии...*

**Таблица 2.1. Энергетические ресурсы стран Центральной Азии — современное состояние и прогнозные запасы**

Энергетические ресурсы	Казахстан		Кыргыз-стан		Таджики-стан		Туркмени-стан		Узбекистан	
	2000	2020	2000	2020	2000	2020	2000	2020	2000	2020
Уголь, млрд. т	34,1	34,1	1,34	1,27	0,67	1,0	–	–	4,0	4,0
Нефть, млн. т	2760	2760	11,5	10,2	5,4	10,0	75,0	75,0	81,0	81,0
Газ, млрд. куб. м	1841	1841	6,54	6,2	9,2	10,0	2860	2860	1875	1875
Водная энергия, млрд. кВт-ч/год	27	27	52	99	317	317	2	2	15	15

Приведенные в таблице энергетические ресурсы угля, нефти и газа даны на основании данных о разведанных запасах, а водные ресурсы оцениваются с точки зрения экономических возможностей их использования.

Источник: *Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии*, Бишкек: Special Program on Economics of Central Asia — SPECA, 2000.

## 2.2. Перспективы развития нетрадиционных источников энергии

Обладая значительными водными ресурсами малых рек, Кыргызская Республика имеет благоприятные условия для развития и сооружения малых гидроэлектростанций.

При наличии технических возможностей для освоения энергетического потенциала рек со среднегодовым стоком от 0,3 до 50 куб. м/сек. совокупные энергоресурсы рек и водотоков Кыргызской Республики можно оценить в 5-8 млрд. кВт-ч/год. В настоящее время используется лишь около 3% этого потенциала<sup>11</sup>.

В связи с введением в эксплуатацию крупных гидро- и теплоэлектростанций многие мелкие гидроэлектростанции, построенные в 40-х и в 50-х годах, были законсервированы.

В условиях перехода к рыночной экономике и напряженного топливно-энергетического баланса развитие малой гидроэнергетики может способствовать улучшению структуры рынка энергии, обеспечить повышение производства электроэнергии, а также разгрузить энергетическую систему в период максимальных нагрузок. При этом в некоторых отдаленных горных районах значительно повысится предложение электроэнергии без чрезмерного повышения нагрузки на передающие электроэнергетические сети, техническое состояние которых часто является критическим. Дальнейшее развитие малой гидроэнергетики, особенно в горных районах республики, будет стимулировать развитие мелкой и средней обрабатывающей промышленности на селе, других отраслей

<sup>11</sup> *Бессмысленная продажа малых ГЭС*, «Аки Пресс», 6 мая 1999, с. 6-8; Ботбаев Б., *Большие проблемы малых ГЭС*, «Аки Пресс», 6 мая 1999, с. 9-11.

промышленности, туризма, а также улучшит социально-бытовые условия жизни людей. Эти процессы позволят также организовать сезонную переработку сельскохозяйственных продуктов и развивать местную промышленность строительных материалов.

В республике предусматривается строительство малых гидроэлектростанций в бассейнах рек Чу, Нарын, Сары-Джаз, Карадарья, Сырдарья и озера Иссык-Куль. До 2001 г. планировалось осуществить техническую модернизацию девяти малых гидроэлектростанций общей мощностью 39 МВт, производящих 120 млн. кВт-ч электроэнергии в год, а также возобновить эксплуатацию 39 законсервированных малых гидроэлектростанций общей мощностью 22 МВт, рассчитанных на производство 95 млн. кВт-ч электроэнергии. Кроме того, в различных районах республики предполагается ввести 176 МВт мощности на 61 малой электростанции, что позволит производить примерно 900 млн. кВт-ч электроэнергии в год. Базовая цена устанавливаемых на модернизируемых электростанциях мощностей составляет примерно 700 долларов/кВт, а при сооружении новых станций — 1500 долларов/кВт<sup>12</sup>.

Рост тарифов (прежде всего на рынке электроэнергии) и быстрая окупаемость капиталовложений в повышение эффективности функционирования существующих и в строительство новых малых гидроэлектростанций будут способствовать привлечению к их сооружению местных и иностранных инвесторов.

Аналогичная ситуация складывается и в других странах, где в проектировании и строительстве малых гидроэлектростанций участвуют частные местные и иностранные инвесторы. Окупаемость таких инвестиций высокая, причем она зависит не только от капиталоемкости строительства. Большое влияние на окупаемость оказывают, помимо прочего, закупочные цены на электроэнергию оператора электроэнергетической системы, управляющего сетями передачи энергии. В этом случае потребление электроэнергии монополизировано, за исключением тех случаев, когда небольшая гидроэлектростанция обслуживает изолированную и связанную с ней сеть. В закупочной цене электроэнергии содержатся тарифы на услуги по ее передаче, в состав которых, в частности, входят эксплуатационные издержки содержания сети, а также возмещение потерь при передаче электроэнергии от поставщика к потребителю. Если к этому добавить плановую прибыль оператора, то мы получим ожидаемую цену электроэнергии. Необходимо также отметить, что в развитии гидроэлектроэнергетики, особенно малых гидроэлектростанций, большую роль должно играть государство и государственные органы, регулирующие энергетику, которые должны устанавливать тарифы

---

<sup>12</sup> Там же.

на таком уровне, чтобы обеспечить заинтересованность потенциальных инвесторов во вложении средств в строительство малых гидроэлектростанций. В большинстве случаев такие станции должны сооружаться без участия государственных средств.

Прогноз производства электроэнергии на мелких гидроэлектростанциях до 2020 г. представлен в таблице 2.2.

**Таблица 2.2. Прогноз производства электроэнергии на мелких гидроэлектростанциях в Кыргызской Республике**

	2000	2005	2010	2015	2020
Производство электроэнергии, млн. кВт-ч	120	180	310	615	1115
Рост по сравнению с предыдущим периодом (в %)	–	150	172	198	156

Источник: *Бессмысленная продажа малых ГЭС*, «Аки Пресс», 6 мая 1999, с. 6-8; Ботбаев Б., *Большие проблемы малых ГЭС*, «Аки Пресс», 6 мая 1999, с. 9-11.

В национальной программе развития энергетики Кыргызстана на период до 2005 г. предусматривается также долгосрочное развитие других возобновляемых источников энергии.

Предусматривается, в частности, использование солнечной и геотермальной энергии, энергии ветра и биомассы, а также энергии малых потоков, на которых можно было бы использовать гидроэлектростанции небольшой мощности. В настоящее время доля этих источников энергии невелика и составляет лишь 0,15%, причем, по оценкам, мощности солнечных станций составляют 1,3 МВт, ветровых станций — 0,025 МВт, а микро-гидроэлектростанций — 1,0 МВт<sup>13</sup>.

В перспективе предполагается ввести в строй 2-3 МВт мощности для производства 5-8 млн. кВт-ч электроэнергии в год на основе использования фотоэлектрических принципов, соорудить микро-гидроэлектростанции общей мощностью 2-2,5 МВт производительностью 9-11 млн. кВт-ч в год и ветровые станции мощностью 0,15-0,3 МВт для производства 1-1,2 млн. кВт-ч электроэнергии в год<sup>14</sup>.

Использование геотермальной энергии для получения тепла имеет большие перспективы в Иссык-Кульском и других регионах Кыргызстана. По оценкам, ресурсы термальных вод с температурой 40-60 градусов составляют 613 млн. ГДж/год. Из выявленного энергетического потенциала геотермальных вод реально использовать примерно 170 млн. ГДж/год, то есть 27% их ресурсов<sup>15</sup>.

<sup>13</sup> *Бессмысленная продажа малых ГЭС...*

<sup>14</sup> *Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов...*

<sup>15</sup> Там же.

Использование возобновляемых источников энергии в Кыргызстане требует значительных инвестиций в развитие данного сектора экономики, имеющих как экономическую, так и социальную ориентированность.

Тем не менее, в период до 2020 г. нетрадиционные источники энергии будут играть относительно небольшую роль в топливно-энергетическом балансе республики по сравнению с традиционными.

### **2.3. Проблемы водной энергетики как основного сектора производства электроэнергии**

По экспертным оценкам, совокупный гидрологический энергетический потенциал крупных рек Кыргызстана составляет 142,5 млрд. кВт-ч. Технический же потенциал этих рек оценивается в 99,2 млрд. кВт-ч. в год. В настоящее время используется лишь 9% совокупного и 13% технического потенциала водных ресурсов, что немало, если учесть, что производство электроэнергии в 2000 г. составило 14,8 млн. кВт-ч<sup>16</sup>.

В Кыргызстане начинаются крупнейшие трансграничные реки Центральной Азии: Амударья, Сырдарья, Чу, Талас, Нарын. По среднегодовому стоку гидрологический потенциал этих рек оценивается в 162,75 млрд. кВт-ч<sup>17</sup>.

В настоящее время все республики региона Центральной Азии (Казахстан, Кыргызстан, Узбекистан и Таджикистан) производят примерно 125 млрд. кВт-ч электроэнергии в год. По прогнозам специалистов, потребности в электроэнергии будут возрастать и к 2020 г. составят не менее 170 млрд. кВт-ч. Производить электроэнергию на гидростанциях дешевле, чем на тепловых станциях, а срок окупаемости капитала в два-три раза короче.

Необходимо отметить, что водные ресурсы Кыргызстана сосредоточены на горных реках, протекающих через соседние страны. Имеющиеся водные ресурсы могут сыграть огромную роль в экономическом развитии не только Кыргызстана, но и всего региона Центральной Азии, поскольку они имеют не только энергетическое, но и прежде всего гидрологическое значение.

С того момента, когда Кыргызская Республика начала увеличивать объемы зимнего расхода воды на гидростанциях для покрытия растущих потребностей населения в электроэнергии (наибольшие потребности жилищно-коммунальных потребителей в мощностях и энергии отмечаются в зимний период), произошло сокращение объема воды в Токтогульском водохранилище (до 7,2 млрд. куб. м при норме в 14 млрд. куб. м), причем полезная емкость сократилась до 1,8

---

<sup>16</sup> *Водные ресурсы Кыргызстана...*

<sup>17</sup> Там же.

млрд. куб. м. Это усугубило и без того напряженную ситуацию в водном хозяйстве бассейна Сырдарьи.

Следует, кроме того, добавить, что из-за отсутствия притока воды в южном Казахстане из года в год сокращаются посевные площади (которые только в Кызыл-Ордынском регионе составляют 22 тыс. га). В Узбекистане также отмечается снижение производства важнейших стратегических сельскохозяйственных культур. В связи с этим было подписано «Соглашение об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья», посвященное обеспечению функционирования Токтогульского гидроузла в ирригационной системе реки и содержащее обязательства Казахстана и Узбекистана по равному участию в этом обеспечении, в том числе в приобретении электроэнергии, производимой в летние месяцы. В этом соглашении содержатся также экономические гарантии сохранения водных и энергетических запасов путем создания кредитных линий и использования других экономических инструментов. Соглашение подписано на пятилетний период и по своей сути является рамочным.

Вторым этапом стало принятие совместного документа о создании международного водно-энергетического консорциума, подписанного президентами стран-участниц 26 марта 1998 г. Это решение позволяет увеличить экспорт электроэнергии. В соответствии с экспертными прогнозами, экспорт электроэнергии Кыргызстаном может возрасти с 1 млрд. кВт-ч в 2000 г. до 4-8 млрд. кВт-ч в 2005-2010 гг., когда будет завершено строительство Камбаратинских гидроэлектростанций.

В целях использования водных ресурсов и поставок электроэнергии на рынок Кыргызстан уже приступил к строительству новых гидроэлектростанций. Среди них — гидроэлектростанция «Камбар-Ата-1» проектной мощностью 360 МВт. Основной целью этого проекта является получение дешевой электроэнергии, и поэтому данная электростанция будет ориентирована на покрытие базовых нагрузок с тем, чтобы обеспечить достижение максимальной мощности и объема производства электроэнергии на уровне 1,15 млрд. кВт-ч. На сегодняшний день объем инвестиций составил только 30% от проектной стоимости объекта, и в него необходимо дополнительно вложить 200-210 млн. долларов. Проектная мощность гидроэлектростанция «Камбар-Ата-2» составляет 1 900 МВт. Ее строительство также связано с решением задачи покрытия базовых нагрузок. Здесь будет производиться около 5,1 млрд. кВт-ч. электроэнергии в год. К настоящему времени инвестировано лишь 5% проектных средств, и для завершения объекта необходимо дополнительно вложить 5 млрд. долларов. Кроме этого, завершается строительство Таш-Кумырской ГЭС проектной мощностью 450 МВт (для ее завершения потребуется вложить еще 30 млн. долларов), а также

Шамалды-Сайской ГЭС мощностью 240 МВт, для завершения которой также необходимо около 30 млн. долларов<sup>18</sup>.

Представленные выше результаты исследований<sup>19</sup> свидетельствуют о том, что водный потенциал малых рек Кыргызстана позволяет построить 92 малые электростанции установленной мощностью 178 МВт и производительностью до 95 млн. кВт-ч электроэнергии.

Проблема, однако, состоит в том, что для реализации Программы развития малой гидроэнергетики потребуются решить ряд тесно взаимосвязанных вопросов гидрологического, энергетического, экономического, финансового, экологического и социального характера, а также несколько других важных проблем, к которым относятся:

- слабая исследованность течений малых рек и потоков с точки зрения влияния малых гидростанций на природную среду. Методы прогнозирования энергетических и гидрологических параметров требуют разработки конкретных проектов и оценки степени безопасности гидрологических запасов отдельных регионов республики;

- проблемы затопления территорий и последствия повышения уровня грунтовых вод, подтоплений, снижения гидроэнергетического потенциала в связи с эксплуатацией малых водных электростанций, особенно в горных и возвышенных районах;

- прогнозирование последствий строительства малых плотин часто более сложно, чем крупных, поскольку они в меньшей степени исследованы, а методика прогнозирования изменений различных факторов природной среды практически не разработана;

- недостаточно разработаны исследования воздействия сейсмических условий на гидрологическое строительство и сооружение малых гидростанций. В настоящее время сейсмические характеристики, определяющие перспективные подходы к способам строительства малых электростанций, во многих районах существенно изменились в связи с недавними землетрясениями;

- для некоторых малых электростанций проблемой является сезонность производства электроэнергии, связанная с гидрологическими параметрами рек и водных потоков.

Учитывая перечисленные выше факторы, следует сделать вывод, что несмотря на то, что основным источником энергии в Кыргызстане в настоящее время и на перспективу является водная энергия, проблемы ее технического

---

<sup>18</sup> *Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов...*

<sup>19</sup> *Бессмысленная продажа малых ГЭС...; Ботбаев Б., Ук. соч.*



освоения и экономического использования остаются чрезвычайно сложными и пока далеки от своего решения. Тем не менее, можно утверждать, что ресурсы возобновляемой водной энергии и гидроэнергетика позволят в полной мере обеспечивать энергетические потребности республики.

### 3. Эффективность использования энергетических ресурсов

#### 3.1. Производство и использование энергоносителей

Производство основных энергоносителей в Кыргызской Республике в 2000 г. представлено в таблице 3.1.

**Таблица 3.1. Производство, потребление и торговля энергоносителями в Кыргызской республике в 2000 г.**

Энергоноситель	Производство	Потребление	Экспорт/(Импорт)
Электроэнергия (ГВт-ч)	14800 <sup>а</sup>	7900 <sup>б</sup>	3100
Уголь (тыс. т)	420	1140	(720)
Нефть (тыс. т)	60	375	(315)
Природный газ (млн. куб. м)	32	612	(580)

<sup>а</sup> Совокупное производство.

<sup>б</sup> Регистрируемый объем продаж; из оборота исключено 3800 Гвт электроэнергии, которые представляют собой технические и коммерческие потери, что составляет 25,4% производимой электроэнергии.

Источник: *Отчетный баланс электроэнергии за 1996-2000 годы*, Бишкек: АО «Кыргызэнерго», 2001.

Несмотря на то, что разведанные запасы угля в Кыргызстане значительны, уровень его добычи минимален. Он сократился с 2,2 млн. т в 1992 г. до 0,4 млн. т в 1999 г., то есть в 5,5 раз.

Основными причинами снижения добычи угля являются такие факторы, как уменьшение внутренних и внешних потребностей, переход ряда потребителей к использованию других энергетических ресурсов, заменяющих уголь, высокие транспортные издержки, достигающие 300% цены угля, высокая степень (до 90-100%) физической и моральной изношенности технического оборудования, перерабатывающего химическую энергию угля в потребляемую энергию, то есть в тепло и электричество<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> *Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов...*

В то же время перспективы повышения цен на энергоносители (электроэнергию, мазут и др.), а также рост потребностей в энергии свидетельствуют о необходимости активизации развития угледобычи, в частности развития добычи на крупном угольном месторождении в Кара-Кече.

Нефть в силу незначительных масштабов добычи не играет существенной роли в балансировании структуры топливно-энергетического комплекса Кыргызстана. Объем добычи нефти в последние годы колебался в пределах 0,1 млн. т<sup>21</sup>.

По данным на 1999 г. добыча нефти в Кыргызстане составила 77 тыс. т, а ее импорт находился на уровне 65 тыс. т. В том же году было произведено 53,7 тыс. т дизельного топлива при импорте 84,4 тыс. т. В бензин было переработано 72,5 тыс. т (импорт 158,5 тыс. т), в мазут — 46,4 тыс. т (импорт составил 36,2 тыс. т). В 1999 г. обеспеченность Кыргызстана нефтепродуктами за счет собственных ресурсов составляла лишь 30%<sup>22</sup>.

Запасы нефти сосредоточены в месторождениях, находящихся в Джалал-Абадской и Ошской областях. В 1999 г. объем буровых работ сократился до уровня 9% от объема предыдущего года. Основным потребителем нефтепродуктов является транспорт, на который в 1999 г. приходилось 42,9% всего объема производства нефтеперерабатывающего сектора<sup>23</sup>.

За 1992-1999 гг. добыча природного газа в республике сократилась более чем в два раза. Импорт газа в 1999 г. обеспечивал около 95% от его совокупного потребления<sup>24</sup>.

Решение Узбекистана о переходе на мировые цены на природный газ породило для Кыргызстана серьезные трудности при урегулировании платежей за его поставку. Ситуация приобретает достаточно острый характер, поскольку Узбекистан занимает жесткую позицию и в случае неурегулирования проблемы платежей угрожает прекратить поставки газа.

Так же как и запасы нефти, промышленные запасы газа на территории Кыргызстана находятся в Джалал-Абадской и Ошской областях. Они залегают на глубине от 700 до 2 500 м.

В отраслевой структуре потребления природного газа основную роль играет коммунально-бытовой сектор. В 1999 г. на него приходилось 61,5% от всего по-

---

<sup>21</sup> Там же.

<sup>22</sup> Там же.

<sup>23</sup> Там же.

<sup>24</sup> Там же.

ребления газа в республике; 34,3% газа потребляет промышленность, причем 28,2% потребляется в производстве строительных материалов<sup>25</sup>.

Структура потребления природного газа выглядит следующим образом: 32,5% используется как топливо, для производства тепловой энергии потребляется 37,3%, для производства электроэнергии — 29,2%. Оставшийся 1% используется на нужды, не связанные с использованием газа как топлива<sup>26</sup>.

Электроэнергетика — одна из основных отраслей экономики Кыргызской Республики. Доля электроэнергетики в структуре промышленности Кыргызстана в 1990 г. составляла 4,2%, а в 1999 г. увеличилась до 12,8%, то есть более чем в три раза. На электроэнергетику приходилось почти 2/3 совокупного потребления добытых первичных видов энергетического сырья. За период с 1992 по 1999 годы производство электроэнергии возросло на 9,2% и достигло 13,1 ТВт-ч в 1999 г.<sup>27</sup>

В течение того же периода внутренние потребности в электроэнергии сократилась на 2,3 ТВт-ч, то есть на 23%. В расчете на душу населения потребление электроэнергии в 1999 г. составляло 1533 кВт-ч. На конец 2000 г. совокупная величина инсталлированных мощностей на всех электростанциях Кыргызстана составляла 3736,5 Мвт, то есть возросла за 10 лет более чем на 9% (таблица 3.2).

**Таблица 3.2. Структура установленной мощности и потребления электроэнергии**

		1990	1995	1999	2000
<b>Структура установленной мощности, ГВт, %</b>					
Все типы электростанций	ГВт	3,43	3,59	3,59	3,74
	%	100	100	100	100
в том числе:					
теплоэлектростанции	ГВт	0,724	0,638	0,638	0,738
	%	21,1	17,8	17,8	19,7
гидроэлектростанции	ГВт	2,71	2,95	2,95	2,95
	%	78,9	82,2	82,2	80,3
<b>Структура потребления электроэнергии, млн. кВт-ч, %</b>					
Промышленность	млн. кВт-ч	3,57	2,28	1,19	1,31
	%	47,6	34,3	17,5	18,2
Коммунально-бытовые потребители	млн. кВт-ч	1,94	2,52	4,37	4,47
	%	25,9	37,9	64,3	62,0
Транспорт	млн. кВт-ч	0,15	0,13	0,12	0,15
	%	2,0	2,0	1,7	2,0
Сельское хозяйство	млн. кВт-ч	1,85	1,71	1,12	1,28
	%	24,5	25,8	16,5	17,8

Источник: *Отчетный баланс электроэнергии за 1996-2000 годы...*

<sup>25</sup> Там же.

<sup>26</sup> Там же.

<sup>27</sup> Там же.

В течение десятилетия в структуре потребления электроэнергии произошли значительные изменения. Падение промышленного производства (объем промышленного производства за 1990-1999 гг. сократился в три раза) вылилось в снижение спроса на электроэнергию со стороны промышленности. По оценкам, сокращение спроса на электроэнергию составило в 1990-2000 г. 2,26 ТВт-ч, а доля промышленности в потреблении электроэнергии снизилась с 47,6% в 1990 г. до 18,2% в 2000 г. В этот период отмечался быстрый рост потребления электроэнергии коммунально-бытовым сектором — как в абсолютных показателях, так и по доле в совокупном потреблении.

### **3.2. Характеристика энергетической системы**

Основным производителем электроэнергии в Кыргызстане является АО «Кыргызэнерго». На момент создания АО «Кыргызэнерго» в 1997 г. в него входило 17 электростанций установленной мощностью 3586,48 МВт, в том числе две тепловые электростанции мощностью 638 МВт и 15 гидроэлектростанций мощностью 2948,48 МВт.

Годовой объем основных капитальных средств АО «Кыргызэнерго» составил около 40 млн. долларов, в том числе собственные средства составляли около 20%, иностранные кредиты — 78,5%, а остальные средства представляли собой государственные ресурсы и средства местных бюджетов<sup>28</sup>.

Установленное оборудование основных электростанций, особенно тепловых, в Кыргызстане далеко еще не выработало свой парковый ресурс. По данным на 1999 г. средняя продолжительность работы мощностей тепловых электростанций составила 1539 часов, а гидроэлектростанций — 4116 часов. Величина показателя использования установленных мощностей составила в 1999 г., соответственно, 17,56% для тепловых электростанций и 47% — для гидроэлектростанций. Разница между величиной установленной и полезной мощности на электростанциях энергосистемы Кыргызстана составила 116,8 МВт, в том числе 31,8 МВт — на тепловых электростанциях и 85 МВт — на гидроэлектростанциях<sup>29</sup>.

Основные установленные мощности гидроэлектростанций сконцентрированы на Нижне-Нарынском каскаде. Одновременно со строительством Уч-Курганской гидроэлектростанции в 1960 г. была начата реализация программы освоения водных энергетических ресурсов реки Нарын. В 70-е гг. была построена Токтогульская гидроэлектростанция, объем водохранилища которой составил 19,5

---

<sup>28</sup> *Консолидированный кредит на структурные преобразования (CSAC)*, Бишкек: Миссия международной ассоциации развития, 2001.

<sup>29</sup> Там же.

млрд. куб. м, а установленная мощность — 1200 МВт, а также Курпсайская ГЭС мощностью 800 МВт. В рамках сооружения каскада начато строительство Таш-Кумырской ГЭС мощностью 450 МВт и Шамалды-Сайской ГЭС мощностью 240 МВт. Сооружение этих электростанций пока не завершено<sup>30</sup>.

Города Бишкек и Ош обеспечиваются энергией двух теплоэлектростанций. Установленная мощность Бишкекской ТЭЦ составляет 588 МВт, а Ошской ТЭЦ — 50 МВт. На ТЭЦ в Бишкеке установлено 10 турбогенераторов на основе 24 котельных установок, которые могут работать на угле, мазуте или газе. На электростанции в Оше установлены две паровые турбины и котловое оборудование, которое может работать на мазуте и природном газе<sup>31</sup>.

Значительное сокращение производства электроэнергии на тепловых станциях в течение последних пяти лет повлекло за собой необходимость увеличения производства электроэнергии на гидроэлектростанциях, что, в свою очередь, обусловило быстрое сокращение запасов водной энергии в главном Токтогульском водосборном бассейне. Если до 1991 г. доля гидроэлектростанций в совокупном балансе производства электроэнергии в среднем составляла 60–65%, то в 1996 г. она возросла до 90%.

Дальнейшее увеличение производства электроэнергии на гидростанциях возможно после введения в строй Таш-Кумырской и Шамалды-Сайской гидроэлектростанций. Для реализации этих проектов необходимы средства в объеме 66,7 млн. долларов. В связи с физическим износом Уч-Курганской и Ат-Башинской электростанций необходимо около 18 млн. долларов на проведение их реконструкции<sup>32</sup>.

В настоящее время АО «Кыргызэнерго» эксплуатирует 10599 км линий электропередач напряжением 110-500 кВ и 44250 км распределительных энергетических сетей напряжением 0,4-10 кВ. Число подстанций напряжением 35 кВ составляет 504, а их совокупная мощность — 8809 МВ-А. В Кыргызстане функционирует 18825 трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, суммарная установленная мощность которых составляет 3103 МВ-А<sup>33</sup>.

Оценка степени надежности и сроков эксплуатации линий электропередачи свидетельствует о том, что значительная часть линий высокого напряжения, функционирующих как главные линии распределения энергии в энергетической системе, требует реконструкции. Эти линии имеют следующую протяженность: линии 0,4 кВ и более высокого напряжения — 10547 км, то есть

---

<sup>30</sup> Там же.

<sup>31</sup> Там же.

<sup>32</sup> Там же.

<sup>33</sup> Там же.

36,6% всей реконструируемой сети; линии напряжением 10 кВ и выше — 6665 км (22,5%), 35 кВ — 600 км (14,1%). По оценкам, объем средств, необходимых для реконструкции этих линий, составляет 365,5 млн. долларов<sup>34</sup>.

В начале 90-х гг. в Кыргызстане отмечалась тенденция к снижению объемов производства тепловой энергии. В 1991–1996 гг. потребности в тепле снизились на 44,2%. Основной причиной этого стало прежде всего падение промышленного производства и в связи с этим снижение потребностей в тепловой энергии, используемой в основном на технологические цели.

Высокий уровень тарифов на поставляемое тепло обуславливает тот факт, что промышленные предприятия не заказывают поставки тепла на электростанциях. Они используют собственные источники производства тепла. В мировой практике эта тенденция известна как «рассредоточенная энергетика». В этом случае производство тепла и электроэнергии осуществляется компактными энергетическими установками. Эти установки характеризуются высокой эффективностью и низкой эмиссией вредных для среды веществ, возникающих в процессе сгорания топлива. Если современные подобные установки выглядят привлекательно с технической, экономической и экологической точек зрения, то при производстве тепла в традиционных котельных, главным образом из каменного угля, нельзя получить высокие результаты ни с технической (из-за низкой эффективности производства тепла), ни с экологической точки зрения (значительное загрязнение среды продуктами сгорания).

Высокий уровень изношенности основного оборудования на теплоэлектростанции в Бишкеке, физический износ теплораспределительных сетей (паро- и водопроводов) и их тепловой изоляции, низкое качество топлива с точки зрения его теплоемкости и высокого содержания золы и серы приводят к высоким потерям в ходе сжигания угля и передачи тепла с электростанции потребителям. В результате возрастают эксплуатационные издержки, что оказывает влияние на повышение цены поставляемого тепла. Уменьшение спроса на тепло со стороны промышленных потребителей приводит к снижению нагрузки на электростанции и к недоиспользованию установленных мощностей, что в свою очередь приводит к росту доли постоянных эксплуатационных издержек в цене тепловой энергии и, соответственно, к росту цен на поставляемое тепло. Складывается ситуация дополнительного обратного воздействия, приводящего к росту издержек на производство и распределение тепла, что в рыночных условиях, если бы существовала конкуренция, могло бы привести к банкротству предприятия.

---

<sup>34</sup> Там же.

В соответствии с экспертными оценками, на реконструкцию оборудования тепловой Бишкекской ТЭЦ необходимо 60-70 млн. долларов<sup>35</sup>.

Экономическое положение теплоэлектростанций в Бишкеке и Оше является монопольным. Эти станции представляют собой единственные источники тепловой энергии, которая используется значительным числом промышленных и коммунально-бытовых потребителей. С их технической инфраструктурой связаны распределительные тепловые сети, обеспечивающие снабжение города теплом (сезонно) и горячей водой для потребительских целей (в течение всего года). В этой ситуации конкуренция со стороны новых производителей тепла, особенно вырабатывающих его на основе импортируемых Кыргызстаном твердого топлива или газа, может возникнуть еще не скоро.

В ходе дальнейшего планирования развития электроэнергетической системы и увеличения установленных мощностей, а также развития электроэнергетических распределительных сетей могут появиться рассредоточенные источники, производящие тепло на основе электроэнергии в электродвигателях. Такой подход является чрезвычайно выгодным с точки зрения эффективности преобразования энергии (КПД преобразования электроэнергии в тепло — 98%), с точки зрения регулирования (регуляторы электроэнергии в совокупности с использованием регуляторов температуры функционируют чрезвычайно эффективно, дешевы и эффективны с точки зрения регулирования температуры и стоимости произведенного тепла), а также с экономической точки зрения (в настоящее время удельная стоимость электроэнергии, производимой на гидроэлектростанциях, в 15-16 раз ниже, чем на ТЭЦ). Остается проблема издержек на передачу электроэнергии от гидростанций к источникам производства тепла, которые после проведения модернизации электроэнергетической системы (увеличения мощности и напряжения ЛЭП) могут сократиться. Такой подход используется, в частности, в Швеции, где, так же как и в Кыргызстане, невелики ресурсы твердого топлива, но значительны ресурсы возобновляемой водной энергии.

Для повышения эффективности функционирования электроэнергетического сектора и экономики в целом в Кыргызстане большое внимание уделяется оптимизации тарифной политики в электроэнергетике. Основы тарифной политики в электроэнергетике и тепловой энергетике определены в распоряжении президента республики «О совершенствовании системы управления электроэнергетической отраслью», в законах «Об энергетике» и «Об электроэнергетике», а также в постановлении правительства «О программе разгосударствления

---

<sup>35</sup> Там же.

и приватизации Кыргызской государственно-акционерной холдинговой компании «Кыргызгосэнергохолдинг».

Реализация тарифной политики и реструктуризация электроэнергетического сектора будут происходить одновременно с изменениями в организационном и правовом статусе энергетических предприятий, занимающихся производством, передачей, распределением и снабжением электрической и тепловой энергией.

### **3.3. Прогнозы производства и потребления энергоносителей**

По прогнозам местных экспертов, производство первичной энергии в Кыргызстане увеличится к 2020 г. по сравнению с 1999 г. почти в 2 раза и достигнет 8,6 млн. т условного топлива (т у.т.)<sup>36</sup>.

В структуре производства первичной энергии основную роль будут играть водная энергия и уголь.

Внутренние потребности в первичных топливно-энергетических ресурсах в республике составят, в соответствии с прогнозом, 14,75 млн. т у.т. Структура потребностей в этих ресурсах в Кыргызстане более однородна, чем структура производства первичной энергии. Так, 19% общего объема их производства в 2020 г. будет осуществляться на основе каменного угля и 7,5% — на основе нефти. Самообеспеченность Кыргызстана первичными источниками энергии в 2020 г. составит 53,5%, а показатель потребления первичной энергии на душу населения достигнет 2,43 т у.т., причем этот показатель возрастет в три раза по сравнению с уровнем 1999 г.<sup>37</sup>

Добыча природного газа в Кыргызстане в 2020 г. возрастет по сравнению с 2000 г. в 2,3 раза, однако объем добычи останется небольшим и составит 0,07 млрд. куб. м. Поэтому потребности республики в природном газе (по оценкам, в 2020 г. они составят 1,75 млрд. куб. м) будут обеспечиваться за счет импорта из Узбекистана. Основными потребителями природного газа в Кыргызстане будут Бишкекская и Ошская ТЭЦ, котельные, промышленные предприятия, а также жилищно-коммунальные потребители. При этом доля котельных в потреблении природного газа в 2020 г. составит 21,4%, на промышленные предприятия придется 21,4%, на жилищно-коммунальный сектор — 19,9%, а на электростанции — 17,6%<sup>38</sup>.

Данные о развитии угольной промышленности представлены в докладе министерства внутренней торговли и промышленности республики, основанном на программе на период до 2005 г., утвержденной решением коллегии

---

<sup>36</sup> Там же.

<sup>37</sup> Там же.

<sup>38</sup> Там же.



программе на период до 2005 г., утвержденной решением коллегии министерства 2 марта 1998 г., а также в прогнозах киргизских экспертов на 2010, 2015 и 2020 гг.

Прогноз развития добычи каменного угля основывается на оценке возможностей для развития добычи угля при изменении спроса на него на энергетическом рынке Кыргызстана со стороны некоторых потребителей, на анализе экономических факторов, ограничивающих развитие этой отрасли, социальных аспектов, связанных с формированием структуры топливно-энергетического баланса, а также на анализе потерь энергии при использовании различных энергоносителей и перспектив развития импорта.

В таких условиях добыча угля на существующих шахтах и разрезах, в том числе за счет эксплуатации месторождения в Кара-Кече, будет лишь ненамного меньше по сравнению с совокупными потребностями республики в угле, о чем дает представление следующая таблица.

**Таблица 3.3. Прогноз добычи и потребностей в каменном угле в Кыргызстане, тыс. т**

	2000	2005	2020	2015	2020
Добыча	0,42	1,6	1,8	2,9	3,7
Потребности	1,1	1,83	2,38	3,1	4,8

Источник: Консолидированный кредит на структурные преобразования (CSAC), Бишкек: Миссия международной ассоциации развития, 2001.

Разрез Кара-Кеч уже введен в строй, и объемы добычи угля на нем увеличиваются. В соответствии с анализом центра «Кен-Тоо», выполненном с целью технико-экономической оценки добычи на каменноугольном разрезе в Кара-Кече в Нарынской области, для удовлетворения потребностей внутреннего рынка республики в угле в перспективе необходимо будет увеличивать его добычу примерно на 1,5 млн. т в год. При этом дополнительные потребности на внутреннем рынке распределятся следующим образом: 1,0 млн. т для Бишкекской ТЭЦ, 200 тыс. т — для угольных котельных и 300 тыс. т — на нужды коммунально-бытовых потребителей. Реализация этого проекта потребует инвестиций в размере примерно 50 млн. долларов, включая сооружение комплекса основных и вспомогательных объектов, а также жилья для работников. Срок окупаемости этих инвестиций, по оценкам, составит 8,2 года<sup>39</sup>.

Сооружение угледобывающего предприятия в Кара-Кече позволит создать конкуренцию для угля, импортируемого из Казахстана, а также организовать

<sup>39</sup> Там же.

новые рабочие места и решить проблему обеспечения углем Бишкекской ТЭЦ и местных котельных на севере республики.

Прогноз производства и потребностей в электроэнергии в Кыргызской республике представлен в таблице 3.4.

**Таблица 3.4. Перспективы развития электроэнергетики в Кыргызстане, млрд. кВт-ч**

	2000	2005	2010	2015	2020
Потребности в энергии	7,9	10,0	12,7	13,3	18,1
Производство энергии	13,6	14,4	15,9	17,2	24,9
в том числе:					
на гидроэлектростанциях	12,4	12,2	13,5	13,7	18,2
на теплоэлектростанциях	1,2	2,2	2,4	3,5	6,7

Источник: *Консолидированный кредит на структурные преобразования...*

Для обеспечения производства электроэнергии необходимого качества в течение ближайших 20 лет предусматривается увеличить прирост установленных мощностей на электростанциях с 3736 МВт в 2000 г. до 6 988 МВт в 2020 г., то есть в 1,9 раза. Установленная мощность на гидроэлектростанциях должна составить 5 400 МВт по сравнению с 2 948 МВт в настоящее время (т.е. возрасти в 1,8 раза), а на тепловых электростанциях — 1 538 МВт по сравнению с 738 МВт в настоящее время (т.е. возрасти в 2 раза). В 2020 г. гидроэлектростанции обеспечат 73% производства электроэнергии в стране<sup>40</sup>. Прирост установленных мощностей в электроэнергетике будет достигнут за счет завершения строительства и выхода на проектную мощность гидроэлектростанций на реке Нарын: Таш-Кумырской ГЭС (450 МВт), Шамалды-Сайской ГЭС (250 МВт), Камбаратинской ГЭС (360 МВт), а также строительства Камбаратинской ГЭС-1 (1 900 МВт)<sup>41</sup>.

Камбаратинская ГЭС будет работать в сезонном компенсационном водно-энергетическом цикле. Работа этого объекта будет подчинена потребностями энергетической системы, а также определяться строительством основного гидроузла для регулирования расхода воды.

<sup>40</sup> Там же.

<sup>41</sup> Там же.

## 4. Экономические проблемы энергетического сектора

### 4.1. Финансовое состояние электроэнергетики

Финансовую ситуацию в электроэнергетике Кыргызстана нельзя назвать благополучной. На это указывают и ожидаемые показатели деятельности этого сектора, полученные на основе результатов его работы за 9 месяцев 2001 г., и плановые показатели на 4 квартал 2001 г. В 2001 г. этот сектор оказался не в состоянии покрыть свои расходы за счет собственных доходов, несмотря на то, что в середине марта были в среднем на 22% повышены тарифы для всех потребителей, стоимость топлива оказалась ниже, чем первоначально планировалось, а также сократились капитальные расходы на эксплуатацию электроэнергетической системы и инвестиционные затраты на модернизацию технического оборудования.

В таблице 4.1 представлены доходы, получаемые электроэнергетическим сектором на внутреннем рынке. Как видно из таблицы, эти доходы недостаточны для покрытия затрат 2000 и 2001 годов, а также затрат, планируемых на 2002 г. Однако, как показывает таблица 4.1, доходы от экспорта (за вычетом затрат на импорт и субсидий на обеспечение теплом) были вполне достаточны для того, чтобы покрыть этот дефицит в 2000 г., и могли бы также погасить его в 2001 г. Тем не менее, несмотря на получение доходов от экспорта, на 2002 г. снова планируется дефицит.

**Таблица 4.1. Баланс доходов электроэнергетического сектора, получаемых на внутреннем рынке**

Вид средств	2000		2001 (прогноз)		2002 (прогноз)	
	млн. сомов	млн. дол- ларов	млн. сомов	млн. дол- ларов	млн. сомов	млн. дол- ларов
Доходы, получаемые на внутреннем рынке	2051	43	2810	58	3167	60
Совокупный объем издержек	3903	82	3673	76	4781	91
Дефицит доходов	(1852)	(39)	(863)	(18)	(1614)	(31)
Чистые доходы от экспорта	2437	51	1111	23	1418	27

Источник: данные, представленные Государственным агентством по энергетике, Министерством финансов и компаниями.

Технические и коммерческие потери энергии в системе не могут быть признаны обоснованными. В таблице 4.2 представлены потери системы в процентном отношении к объему произведенной энергии и к объемам энергии, на кото-

рые были выставлены счета в 2000 г., а также потери согласно расчетным данным на 2001 г. и по прогнозам на 2002 г.

**Таблица 4.2. Операционные потери в электроэнергетическом секторе (в % к объему производства энергии)**

Операционные потери	2000	2001 оценка	2002 прогноз
Производственные	1,4	1,6	2,0
Потери при передаче энергии	10,2	11,2	10,6
Потери в распределительных сетях	19,8	18,3	15,5
Неидентифицированные потери	-2,9	2,3	0,0
Суммарные потери	28,5	33,3	28,0

Источник: Данные, представленные Государственным агентством по энергетике и компаниями.

По оценкам, уровень потерь в 2001 г. должен был составить около 33%. Это является результатом изменений, произошедших в системе производства и в структуре потребления энергии.

За последние пять лет изменилась структура спроса на энергию. Потребление энергии со стороны промышленных потребителей (обеспечиваемых энергией по линиям высокого напряжения) сократилось, и в то же время возросло потребление энергии со стороны населения (индивидуальных и коммунальных потребителей), получающего электроэнергию по сетям низкого напряжения. «Удлинение» пути передачи электроэнергии связано с возрастанием числа ступеней ее трансформации. В этом случае возрастают потери на трансформаторных станциях и в передаточных сетях.

В распределительные линии низкого напряжения из-за отсутствия средств не производилось инвестиционных вложений, которые позволили бы улучшить структуру обеспечения энергией и заменить старое техническое оснащение. Уровень потерь только в распределительных электроэнергетических сетях составляет около 18% (а, возможно и выше, поскольку определяются не все потери), в том числе коммерческие потери составляют примерно 8-10%. Этот уровень потерь следует признать высоким, и необходимо в относительно краткосрочный период провести серьезные мероприятия по его снижению.

Так, например, в энергетической системе Польши совокупные потери составляют 15-18%, причем существуют такие энергетические регионы, где потери составляют всего 10%, что считается минимально возможным уровнем при современном развитии техники<sup>42</sup>.

<sup>42</sup> Beldowski T., Markiewicz M., *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*, Warszawa: WNT, 1998. Kujaszczyk S. i in., *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, Warszawa: WNT, 1997.

В Кыргызстане неудовлетворителен и порядок составления списков плательщиков и выставления им счетов. Как показано в таблице 4.3, совокупная ожидаемая (исходя из выставленных счетов) потребность в электроэнергии в 2001 г. будет на 8% ниже, чем в 2000 г.

**Таблица 4.3. Структура спроса на электроэнергию в соответствии с выставленными счетами (ГВт-ч)**

	<b>2000 (факт.)</b>	<b>2001 (прогноз)</b>
Совокупный объем производства энергии	14844	13728
Совокупный внутренний спрос, в том числе:	7782	7169
промышленные потребители	1129	1028
Кумтор	240	235
коммерческие потребители	511	605
другие потребители	581	454
бюджетные организации	860	938
население	4461	3909

Источник: данные, представленные Государственным агентством по энергетике и компаниями.

Регистрируемые расхождения в учете потоков энергии связаны не только с техническими, но и с коммерческими потерями, обусловленными тем, что потребители находят способы обойти систему расчетов. Предполагается, что потребление электроэнергии, за которое расчеты производятся в соответствии с выставленными счетами, сократится прежде всего по категории индивидуальных потребителей (населения) — примерно до 22%; кроме того, снизится спрос на электроэнергию со стороны крестьянских хозяйств и промышленных потребителей (за исключением Кумтора). Ожидается, что после внедрения соответствующих измерительных систем спрос будет возрастать (хотя и незначительно) в категории коммерческих потребителей. В перспективе спрос также будет возрастать в связи с внедрением утвержденных процедур выставления счетов.

Несмотря на вытекающее из выставленных счетов 8%-ное снижение спроса на электроэнергию, поступления от платежей за электроэнергию за 10 месяцев 2001 г. возросли на 27% по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года, что было связано с повышением тарифов в марте 2001 г. Уровень собираемости платежей за энергию на внутреннем рынке (отношение собранной суммы к сумме выставленных счетов), как можно видеть, увеличился с 86% в 2000 г. до 88% в 2001 г., хотя за 10 месяцев 2001 г. и произошло сокращение потребления энергии по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года (с 93% до 91%). Предполагается, что уровень собираемости платежей с плательщиков превысит 100% величины, зафиксированной в предъявленных счетах, во всех категориях потребителей (за исключением сельских потреби-

лей и населения) в тот момент, когда будут производиться выравнивающие выплаты. Ожидается, что уровень собираемости платежей с хозяйств на селе, к числу которых относятся насосные оросительные станции, составит около 46%, а с городского населения его оценивают примерно в 57%. Низкий уровень исполнения платежей со стороны сельских потребителей и городского населения демонстрирует пример АО «Ошэлектро», на счета которого приходится основная часть задолженности всех распределительных компаний. Часть этой задолженности превышает 12-месячный период платежей и во многих случаях сформировалась задолго до создания компании.

Средний уровень собираемости платежей за электроэнергию, как ожидается, составит лишь 39 тыйын/кВт-ч, или 78% от согласованного целевого уровня в 50 тыйын/кВт-ч. Что же касается платежей населения (рассчитанных на единицу потребления энергии — 1 кВт-ч), то они значительно ниже среднего показателя и составляют 18 тыйын/кВт-ч. Основная проблема, связанная с низкой собираемостью платежей за электроэнергию от коммунальных плательщиков, состоит в том, что хотя средние установленные тарифы продолжают оставаться небольшими, тем не менее нередко встречаются случаи злостных неплатежей. Это происходит потому, что для разных категорий потребителей установлены различные тарифы в зависимости от стоимости потребляемой электроэнергии. Установленные тарифы ставят цену энергии в зависимость от объема ее потребления и составляют за первые 150 кВт-ч лишь 28 тыйын/кВт-ч, а при потреблении свыше 400 кВт-ч — уже 54 тыйын/кВт-ч. Имея в виду эту значительную разницу между тарифами для низшего и высшего уровней спроса, индивидуальные потребители нашли способы ограничивать потребление энергии уровнем 150 кВт-ч в месяц или обходить приборы, применяемые для учета электроэнергии, с тем, чтобы показания электросчетчиков не превышали этого уровня.

Эти серьезные экономические проблемы ослабляют энергетический сектор Кыргызстана. Для данного сектора характерна высокая степень финансовой несбалансированности, что объясняется прежде всего дефицитом доходов.

В таблице 4.4 показано, что 61% задолженности за электроэнергию не связан с платежами за нее. Фактически лишь 40% всей задолженности погашается в денежной форме. Многие операции с государством (правительством) фактически представляют собой взаимные расчеты. Эти процессы нередко происходят во всех компаниях энергетического сектора. Если исключить платежи Кумтора, то средства, полученные распределительными компаниями, составляют лишь 31% от общего объема поступления средств от плательщиков.

**Таблица 4.4. Уровни собираемости платежей за электроэнергию и текущие издержки распределительных компаний**

Виды сбора платежей за электроэнергию	январь-сентябрь 2001 г. (факт.)		январь-декабрь 2001 г. (прогноз)	
	млн. сомов	в % ко всему периоду	млн. сомов	в % ко всему периоду
Совокупный объем собираемости платежей за электроэнергию	1814	100	2810	100
Собираемость различных средств, в том числе:				
Сбор платежей, включая наличные расчеты с правительством	1107	61	1714	61
Сбор платежей, исключая наличные расчеты с правительством	725	40	1088	39
Объем собранных средств без платежей правительства и Кумтора	567	31	874	31
Текущие издержки распределительных компаний, в том числе:	1890	104	2891	103
закупки электроэнергии	756	42	1107	39
платежи за передачу энергии	729	40	1067	38
заработная плата работников	199	11	264	9
оперативные расходы и расходы на техническое обслуживание	206	11	274	10

Источник: расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.

Из этого следует, что следует обращать больше внимания на очевидный недостаток основных финансовых средств в распределительных компаниях. Эти средства необходимы для того, чтобы оплачивать получаемую от передающих компаний энергию, вносить платежи за транзит энергии, выплачивать заработную плату работникам и выделять средства на оперативные расходы и обновление технического оборудования, а также, что особенно важно, накапливать средства на инвестиционные цели.

В соответствии с изложенными выше соображениями, в 2001 г. на распределительные компании будет перенесена задолженность генерирующих и передающих компаний в связи с полным отсутствием доходов, в частности с недостатком средств, поступающих в качестве платежей за энергии. Такая накопленная задолженность, формирующаяся в секторе в целом, в настоящее время становится серьезной проблемой, которая будет существовать до тех пор, пока внутренние тарифы и уровень осуществления платежей не окажутся недостаточными. Поэтому следует чрезвычайно старательно отслеживать процесс внесения платежей, бартерные соглашения и ход взаимных расчетов. Эти потоки средств должны стать основой для оценки финансовой деятельности генерирующих, передающих и распределительных компаний.

## 4.2. Проблемы тарифов

Используемые в настоящее время тарифы на электроэнергию не в полной мере покрывают затраты, связанные с функционированием электроэнергетического сектора.

Сектор электроэнергетики функционирует в значительной мере благодаря высокой квалификации, изобретательности и энтузиазму работников АО «Кыргызэнерго». Тем не менее, все чаще проявляются признаки того, что при отсутствии капиталовложений существенно снижается надежность снабжения электроэнергией и возрастает угроза нарастания масштабов ее отключения.

Электричество в настоящее время совершенно необходима для ведения любой хозяйственной деятельности. Нарушения в снабжении электроэнергией приводят к простоям производства, которые отрицательно сказываются на объемах производства промышленной продукции. В этом случае возникают экономические потери, снижающие прибыль отдельных промышленных предприятий, что, в частности, приводит к снижению национального дохода. Недопоставки электроэнергии населению также приводят к определенным экономическим последствиям, связанным с осложнением или даже невозможностью использования свободного времени, которое необходимо не только для отдыха, но также и для обучения, работы по дому и для общего развития личности<sup>43</sup>. Человек, находясь дома, все больше времени посвящает профессиональному труду, используя телефонную и радиосвязь, и прежде всего Интернет.

Как следует из вышесказанного, недопоставки электроэнергии, связанные, в частности, с дефицитом мощностей или ненадежностью системы энергоснабжения, могут быть оценены количественно; эти оценки должны служить целям технико-экономической оптимизации уровня надежности системы снабжения электроэнергией. Такого типа исследования в Республике Кыргызстан пока не проводились, но их следовало бы организовать.

Ясно, что если тарифы на электроэнергию увеличатся до ее реальной стоимости, то на значительную часть населения Кыргызской Республики ляжет бремя высоких затрат, связанных с очевидным фактом необходимости скорейшей модернизации энергосистемы.

В настоящее время низкие тарифы выгодны для всех, в том числе и для тех, кто готов платить больше за более стабильное обеспечение электроэнергией.

---

<sup>43</sup> Bojarski W. W., *Próba szacunku strat powodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych*, Konferencja «Metody analizy niezawodności dostawy energii elektrycznej», Rzeszów, 1967. Bojarski W., Bojarski N., *Wartościowanie czynników trudno wymiernych w gospodarce narodowej, ze szczególnym uwzględnieniem strat czasu i życia ludzkiego*, «Prakseologia», 1975, nr 1, s. 29-69.



Следует, однако, подчеркнуть, что для части населения, учитывая его социальные условия, необходимо создать систему адресного социального обеспечения, которая позволяла бы ему оплачивать получаемую электроэнергию.

Реальный спрос на электроэнергию можно определить как стоимость того объема электроэнергии, который ее потребители готовы использовать и оплатить по соответствующим тарифам. По данным АО «Кыргызэнерго», совокупные потребности в электроэнергии не соответствуют реальному спросу на нее, поскольку некоторые пользователи, потребляющие электроэнергию, не оплачивают это потребление. Это делается сознательно (например, посредством несанкционированных подключений, изменений показателей счетчиков и т.п.) или неумышленно (например, если не ведется должный учет потребления электроэнергии или если счетчики дают ошибочные показания). В отношении таких потребителей необходимо будет определить, будут ли они оплачивать ту стоимость электроэнергии, которую в настоящее время они получают бесплатно, или их вообще следует отключить от электроснабжения. Отдельные потребители получают счета за электроэнергию, но их не оплачивают. Введение практики отключения от электроснабжения позволит добиться оплаты за потребленную энергию. При правильном и последовательном подходе к решению этой проблемы объем собираемых платежей за электроэнергию возрастет.

Спрос на определенный продукт зависит от его цены. При повышении цены на продукт снижается спрос на него. В случае с электроэнергией при росте тарифов на нее до реальных величин некоторые потребители будут ограничивать ее потребление (например, будут отключать ненужное освещение, приобретать более экономичное электрооборудование) или переходить на использование других, более дешевых, энергоносителей.

Примеры других стран свидетельствуют, что при росте тарифов на электроэнергию уровень спроса на нее в расчете на одного потребителя снижается. Это, однако, не связано с ограничением объема потребления электроэнергии, поскольку трудно себе представить современное общество, которое из-за роста тарифов на электроэнергию перестанет пользоваться электрическим освещением или откажется от радио или телевидения.

Рост энергетических тарифов вынуждает экономить электроэнергию. Потребители предпринимают ряд организационных мер, связанных с отключением ненужного освещения, с перенесением использования мощностей на внепиковые периоды и т.п. Подобные действия приводят к появлению устойчивых позитивных изменений в поведении потребителей, связанных с экономией электроэнергии. В результате некоторые индивидуальные потребители начинают переходить на иные источники освещения, телевизоры, электрические плиты и т.п.

Это, однако, касается только той категории потребителей, которые могут себе это позволить. Одновременно они тем самым повышают стандарт оснащенности своего жилья. Другие потребители будут вкладывать средства в приобретение менее энергоемкого оборудования по мере необходимости замены уже существующего или появления на рынке оборудования, конкурентоспособного по цене.

Однако вряд ли можно утверждать, что рост тарифов на электроэнергию принципиальным образом снизит ее потребление. С момента обретения Кыргызстаном независимости не проводилось серьезных повышений тарифов на электроэнергию, поскольку, как уже отмечалось выше, электроэнергия относится к числу основных потребительских благ.

Увеличению потребности в электроэнергии способствуют такие факторы, как рост численности населения, повышение уровня оснащенности домашних хозяйств электроприборами, общий экономический рост, а также большая конкурентоспособность электроэнергии по сравнению с другими энергоносителями.

Снижению спроса на электроэнергию способствует реальный, по сравнению с другими товарами массового спроса, рост цен на электроэнергию, снижение энергоемкости электроприборов и электрооборудования, повышение конкурентоспособности других энергоносителей, а также структурные сдвиги в экономике, состоящие в замещении энергоемких отраслей тяжелой промышленности менее энергоемкими отраслями легкой промышленности и сферы услуг.

Определить воздействие каждого фактора в отдельности чрезвычайно сложно; это потребовало бы детальных исследований. Такие исследования, однако, необходимы для разработки обоснованного прогноза спроса на электроэнергию на перспективу.

Современный уровень эксплуатационных издержек определяется степенью надежности оборудования, эффективностью его эксплуатации и ценами на топливо.

Затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования связаны с уровнем его износа и нормативным сроком его эксплуатации. Проведение текущего обслуживания и ремонта оборудования (материальной части и оснащения) повышает уровень его производительности при данном числе отключений электроэнергии и их продолжительности. Считается, что в электроэнергетических системах затраты на их ремонт и поддержание их деятельности составляют в среднем 5% от номинальной стоимости оборудования энергосистем.

Например, в 2000 г. эксплуатационные расходы АО «Кыргызэнерго» составили около 1% от номинальной стоимости его активов. Это, без сомнения,

слишком мало и чревато дальнейшей деградацией оборудования энергосистемы.

Эффективность эксплуатации оборудования обычно возрастает по мере увеличения продолжительности или объема работ, необходимых для выполнения конкретной задачи.

Повышение эффективности эксплуатации в приватизированных энергетических компаниях всегда являлось одним из основных факторов снижения эксплуатационных затрат и, в свою очередь, тарифов на электроэнергию. Это — один из основных способов повышения прибыльности энергетических компаний.

Основную часть затрат АО «Кыргызэнерго» составляют затраты на топливо, которые, в свою очередь, достигают 40% совокупных эксплуатационных издержек. Это топливо прежде всего используется на Бишкекской ТЭЦ для производства электроэнергии и тепла, необходимых для теплоснабжения и обеспечения горячей водой г. Бишкека. Количество необходимого топлива зависит от объемов производства электроэнергии и тепла на Бишкекской ТЭЦ.

Теоретически объем производства энергии на пяти крупнейших ГЭС на реке Нарын может оказаться достаточным для того, чтобы покрыть внутренние потребности республики в электроэнергии. Однако несмотря на это, Бишкекская ТЭЦ, являясь крупнейшей тепловой электростанцией, должна также производить электроэнергию, поскольку линии электропередачи высокого напряжения, соединяющие ГЭС на юге страны, в зимний период передают энергию в районы на севере республики, а Бишкекская ТЭЦ обязана производить определенное количество электроэнергии для поставок в энергосистему в целях поддержания стабильности и непрерывности ее функционирования на востоке страны.

Бишкекская ТЭЦ работает в режиме взаимоувязанности с функционированием других энергетических объектов и спроектирована так, что в теплофикационном режиме производит электроэнергию; кроме того, она работает с учетом сезонных ограничений на забор воды из Токтогульского водохранилища, связанных с выполнением обязательств, налагаемых международными соглашениями о водно-энергетических ресурсах, и с учетом того, что расходы воды, необходимые для покрытия сезонных потребностей в производстве электроэнергии, не могут осуществляться из Токтогульского водохранилища.

Поэтому Бишкекская ТЭЦ должна в течение года производить определенное количество энергии независимо от того, что производство электроэнергии на другой станции обошлось бы дешевле.

Основной проблемой выхода на заданную величину издержек в процессе эксплуатации Бишкекской ТЭЦ является разделение эксплуатационных издер-

жек (в значительной своей части состоящих из затрат на приобретение топлива) между потребителями электроэнергии и тепла. Несмотря на то, что известно много способов разделения этих затрат, в конечном итоге эта проблема так и не решена энергетиками. Наиболее известным и удобным в применении методом разделения издержек в ассоциированной экономике является метод Мусила — Марецкого<sup>44</sup>.

Бишкекская ТЭЦ использует преимущественно импортное топливо, но частично она работает также на местных углях с месторождения Кара-Кеч. По мере расширения добычи в Кара-Кече объем производства угля в республике можно увеличить до размеров, которые позволят существенно сократить зависимость ТЭЦ от импортного топлива. В случае полного перехода Бишкекской ТЭЦ на использование угля из месторождения Кара-Кеч потребуются дополнительные средства на реконструкцию системы науглероживания. Кроме того, потребуются дополнительные инвестиции на модернизацию транспортной инфраструктуры для доставки значительных объемов угля из разреза Кара-Кеч к Бишкекской ТЭЦ.

В настоящее время АО «Кыргызэнерго» платит за топливо не в денежной, а в товарной форме, то есть с помощью бартера. Так, например, за газ из Узбекистана, по данным АО «Кыргызэнерго», вносится плата в эквиваленте 60 долларов США/тыс. куб. м. Однако известно, что если бы платежи производились в денежной форме, Узбекистан мог бы продавать газ Киргизской республике по цене 40 долларов США/тыс. куб. м. Аналогичным образом обстоит положение в отношении бартерного и денежного обмена при приобретении угля в Казахстане.

Бартерные закупки угля в Казахстане чреваты еще одной серьезной опасностью. Качество поставляемого угля не гарантируется: этот уголь имеет более низкую, по сравнению с нормативной, калорийность, в нем содержится избыточное количество золы и серы. Это приводит к снижению эффективности производства энергии, к ускоренной амортизации технологического оборудования на электростанции, снижает надежность оборудования науглероживания и удаления золы, а также приводит к чрезмерному загрязнению природной среды продуктами сгорания.

АО «Кыргызэнерго» нуждается в инвестициях для замены старого оборудования, для повышения надежности функционирования электроэнергетической системы, для расширения сети в целях подключения новых потребителей, а также для снижения эксплуатационных затрат и энергопотерь.

---

<sup>44</sup> Marecki J., *Gospodarka skojarzona cieplno-elektryczna*, Warszawa: WNT, 1991.

Любое оборудование имеет определенный срок допустимой эксплуатации, по истечении которого оно приходит в негодность. Однако часто замена оборудования должна происходить быстрее. Такой период называется технико-экономическим сроком эксплуатации технического оборудования. Учитывая значительный технический и технологический прогресс в развитии передающего и распределительного оборудования, существующие системы должны быть заменены как морально изношенные, хотя они пока находятся в технически исправном состоянии.

Имеющиеся данные указывают на то, что значительная часть из используемого в АО «Кыргызэнерго» оборудования уже давно превысила технико-экономические сроки эксплуатации, и необходима его замена. Первые подтверждения этого можно обнаружить уже в исследовании международных консультантов, представленном в 1997 г.<sup>45</sup>

В этом документе содержится перечень активов АО «Кыргызэнерго», сроков сооружения объектов, обязательных сроков технико-экономической эксплуатации, а также средств, требующихся для их замены. Приведенные данные позволяют сделать прогноз замены оборудования и определить объем инвестиций, необходимый для их замены в перспективе. Основные выводы комиссии экспертов сводятся к тому, что во многих случаях оборудование находится на грани истечения нормативного срока эксплуатации или уже превысило этот срок и требует замены, которая пока не произведена. По оценкам, общая стоимость замены оборудования электроэнергетической системы составляет около 15 млрд. сомов (в ценах 1997 г.). В перспективе годовые затраты на деятельность АО «Кыргызэнерго» составят в среднем 2500 млн. сомов (в ценах 1997 г.). Эту величину следует увеличить на объем капиталовложений, необходимых для замены устаревающего оборудования. Для сравнения, в 1997 г. общий объем капиталовложений в электроэнергетический сектор составил 300 млн. сомов, что составляет лишь 12% от объема средств, необходимых для полной замены оборудования.

В состав тарифа должны быть включены затраты на замену отработавшего свой срок оборудования, без которых всей электроэнергетической системе угрожает развал и возрастающая вероятность отключений потребителей.

Вследствие изменений в структуре спроса, в частности значительного роста спроса со стороны коммунально-бытового сектора, нагрузка на значительную часть передающего оборудования оказалась чрезмерно высокой, в результате

---

<sup>45</sup> Проект «Тарифная политика Кыргызской Республики». Материалы для обсуждения 1. Будущие тарифы в электросекторе, DFID, Бишкек, апрель 2001 г.

чего снизилось качество обеспечения электроэнергией многих потребителей. Снижение качества проявилось прежде всего в росте числа отключений и в снижении напряжения в сети, в результате чего ухудшаются условия работы электрооборудования.

Для повышения качества снабжения электроэнергией остро необходимы средства на проведение реконструкции испытывающих избыточную нагрузку отрезков сети. Этот сектор будет не в состоянии поддерживать минимальные стандарты качества поставок электроэнергии до тех пор, пока не будут повышены тарифы с целью покрытия издержек на повышение качества энергопередачи.

В АО «Кыргызэнерго» разработано много планов развития энергосистемы республики, и после повышения тарифов эти планы следует детально рассмотреть. В число таких планов входит сооружение новых ГЭС — Камбарата-1 и Камбарата-2. Если производимая на этих станциях электроэнергия будет направлена на экспорт, то финансирование их строительства не ляжет бременем на потребителей в Кыргызстане. Наоборот, затраты на сооружение этих станций должны нести те потребители, которые будут получать прибыль от продажи этой энергии. Если производимая на ГЭС Камбарата-1 и Камбарата-2 электроэнергия будет направляться на внутренний рынок, то потребуются произвести тщательный экономический анализ того, насколько необходимо сооружение новых электростанций и в какой мере существующие электростанции не в состоянии покрыть расчетной потребности республики в электроэнергии.

Можно показать и альтернативы строительству этих ГЭС, например, оценить возможности для инвестирования в существующие активы предприятий энергетики с целью снижения затрат или в строительство малых ГЭС в разных районах страны.

В 90-е гг. электроэнергетический сектор получал различные кредиты от организаций-доноров. Многие кредиты предусматривают предоставление льготного периода, в течение которого выплаты (процентов или основного долга, или того и другого вместе) откладываются на несколько лет. В настоящее время все эти льготные сроки прошли, и необходимо продлевать срок кредитов. В 2000 г. сумма выплат по кредитам составляла около 10 млн. долларов, а в 2001 г., по оценкам, должна была достичь 18 млн. долларов. В течение ближайших лет эта сумма не увеличится. Погашение кредитов влечет за собой дополнительные издержки для электроэнергетики. Необходимо определить, какие потребители должны нести на себе затраты по выплате долга. В настоящее время эти долги погашают все потребители, однако в будущем, когда произойдет окончательная реорганизация АО «Кыргызэнерго», кредиты необходимо будет передать одной

из новых компаний, и тогда потребители этой компании должны будут нести затраты по обслуживанию полученных кредитов.

Приведенные выше рассуждения имели целью показать положение в электроэнергетике с точки зрения уровня формирования тарифов. Однако необходимо подчеркнуть, что два основных фактора, оказывающих принципиальное воздействие на уровень тарифов, — это прогноз спроса на электроэнергию и прогноз изыскания средств на инвестиции, которые в перспективе будут использоваться для развития этого сектора.

### **4.3. Иностранная помощь в восстановлении энергетического сектора**

В период с 1992 по 1999 г. энергетическому сектору Кыргызской Республики были предоставлены кредиты и гранты на общую сумму 196,208 млн. долларов, при этом гранты составляли лишь 10% от суммы этих средств (19,7 млн. долларов). Из этих средств на 1 июня 2000 г. было фактически освоено 123,31 млн. долларов<sup>46</sup>.

Иностранные инвестиции, предназначенные для энергетики, использовались по трем основным направлениям инвестиционной и эксплуатационной деятельности:

- строительство и реконструкция линий электропередач;
- строительство электроподстанций;
- реконструкция систем централизованного теплоснабжения.

Распределение средств между этими направлениями было более или менее равномерным и составляло: 31% — на электроэнергетические линии, 36% — на электроподстанции и 33% — на реконструкцию теплосетей<sup>47</sup>.

К числу наиболее крупных энергетических проектов относится проект «Реконструкция систем электроснабжения и централизованного теплоснабжения»; совокупная стоимость этого проекта составляет 85,9 млн. долларов. Проект финансируется Международной ассоциацией развития, Азиатским банком развития (АБР), Северным фондом развития, Датским агентством международного развития, а также правительством Швейцарии.

Внутренние экономические и финансовые ставки доходности этого проекта составляют соответственно 26,5% и 17,2%<sup>48</sup>.

Упомянутый проект делится на четыре части:

---

<sup>46</sup> Расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.

<sup>47</sup> Расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.

<sup>48</sup> Расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.

1. Реконструкция тепловой электростанции ТЭЦ-1 в г. Бишкек и введение в эксплуатацию турбины № 11. Реализация этого проекта позволит получить экономии топлива на сумму примерно 19,2 млн. долларов.

2. Модернизация системы централизованного теплоснабжения в г. Бишкек, которая позволит сократить потребности в тепле на сумму 31,6 млн. долларов.

3. Реконструкция электроэнергетической системы и обновление электрооборудования сетей и трансформаторных станций, которое приведет к сокращению потерь электроэнергии на сумму 23,7 млн. долларов.

4. Техническая помощь при подготовке и проведении аудита, консультационное обслуживание для улучшения финансовой деятельности, внедрение международной системы финансовых расчетов, которое позволит улучшить систему собираемости платежей за потребляемые электроэнергию и тепло.

В рамках проекта «Улучшение электроснабжения Ошской области», финансируемого Исламским банком развития и Кувейтским фондом развития (20,28 млн. долларов), предусматривается сооружение подстанции 220/110/10 кВ в городе Баткене, а также строительство ЛЭП напряжением 220 кВ и протяженностью 131 км, соединяющей подстанцию Алай с подстанцией Баткен. Этот проект позволит увеличить число потребителей электроэнергии на 63 тыс., включая сельские населенные пункты, малые промышленные и торговые предприятия, насосные станции и др. в Баткенской области, а также позволит обеспечить энергией район, в настоящее время получающий электроэнергию из Таджикистана.

Внутренние экономические и финансовые показатели доходности этого объекта составляют соответственно 10,1% и 8,7%<sup>49</sup>.

Проект «Улучшение системы электроснабжения Таласской области», финансируемый Европейским банком реконструкции и развития, позволит модернизировать систему снабжения электроэнергией Таласского региона, обеспечив надежность ее поставок потребителям. Для этого необходимо будет построить подстанцию 500/220/10 кВ «Алабель» и подстанцию 220 кВ «Семетей», а также ЛЭП напряжением 220 кВ протяженностью 80 км. Стоимость проекта составляет 24,7 млн. долларов. Экономические и финансовые внутренние показатели окупаемости этого проекта составляют соответственно 27% и 12%<sup>50</sup>.

Вклад Европейского банка реконструкции и развития в финансирование проекта «Улучшение энергоснабжения Иссык-Кульской области» составляет 38 млн. долларов. В ходе реализации этого проекта была сооружена ЛЭП «Балык-

---

<sup>49</sup> Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях...

<sup>50</sup> Там же.



чи-Тамга» напряжением 220 кВ и протяженностью 156 км, а также проведена реконструкция подстанции 220 кВ в городе Балыкчи. Финансовые средства в размере 6 млн. долларов были выделены на строительство ЛЭП «Кемин-Нарын» напряжением 220 кВ и протяженностью 47 км, а также на сооружение первой очереди системной подстанции «Нарын» напряжением 220 кВ.

Распределение средств, выделенных на упомянутые выше проекты, между отдельными регионами страны выглядит следующим образом: г. Бишкек — 68,3 млн. долларов, Чуйская область — 12,1 млн. долларов, Таласская область — 24,7 млн. долларов, Баткенская область — 20,28 млн. долларов, Нарынская область — 5,5 млн. долларов, Иссык-Кульская область — 32,0 млн. долларов<sup>51</sup>.

При этом важно подчеркнуть, что практический эффект от введения новых энергетических объектов в любом из регионов оказывает косвенное влияние на состояние дел во всей республике. Так, например, проект «Улучшение энергообеспечения Таласской области», помимо целей стабилизации снабжения электроэнергией местных энергоподстанций, позволяет связать Таласскую область с главной системой АО «Кыргызэнерго» и с выходом на кольцо напряжением 500 кВ, охватывающим энергосистему Центральной Азии.

Следует также подчеркнуть, что основная часть иностранных инвестиций направлялась на поддержание работоспособности энергетического сектора, а поэтому экономический эффект получения внешней помощи для АО «Кыргызэнерго» выражается не в конкретном снижении собственных издержек производства энергии, не в повышении количественных и качественных характеристик или в снижении основных удельных показателей, а главным образом в принципиальной стабилизации функционирования этой отрасли промышленности, в проведении замены оборудования и ремонтных работ, в финансировании базовой инфраструктуры этого сектора, в обеспечении стабильности поставок электроэнергии населению, а также в создании условий для дальнейшего развития производства и распределения электроэнергии и тепла.

В таблице 4.5 представлен топливно-энергетический баланс Кыргызстана в 1998-1999 гг.

Основные финансово-экономические показатели деятельности АО «Кыргызэнерго» свидетельствуют о значительном улучшении положения в энергетике в 1999 г. по сравнению с 1998 г. Результаты хозяйственной деятельности АО «Кыргызэнерго» в 1996-1999 гг. представлены в таблице 4.6.

В частности, благодаря сооружению высоковольтных линий электропередач удалось сократить технические потери. Протяженность таких ЛЭП возросла на

---

<sup>51</sup> Там же.

293 км, и еще 131 км таких линий будет построено в рамках проекта «Электрификация Ошской области». На средства кредита Азиатского банка развития приобретено и установлено около 70 тыс. электросчетчиков. Кроме того, предполагается продолжить работы по снижению коммерческих издержек, а также в направлении совершенствования системы выставления счетов и сбора платежей за электроэнергию.

**Таблица 4.5. Топливо-энергетический баланс в 1998-1999 гг.**

Показатели	Единица измерения	1998	1999
Производство			
электроэнергия	млн. кВт-ч	11570	13000
уголь	тыс. т	550	400
нефтепродукты	тыс. т	78,3	80
природный газ	млн. куб. м	17,9	25
Потребление			
электроэнергия	млн. кВт-ч	9105	7300
уголь	тыс. т	1350	1000
нефтепродукты	тыс. т	430	430
природный газ	млн. куб. м	1140	600
Экспорт/(импорт)			
электроэнергия	млн. кВт-ч	800	2,000
уголь	тыс. т	(800)	(600)
нефтепродукты	тыс. т	(350)	(320)
природный газ	млн. куб. м	(1125)	(575)

Источник: *Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях*, Бишкек: Государственный Комитет Кыргызской Республики по иностранным инвестициям и экономическому развитию, 2000; расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.

**Таблица 4.6. Результаты хозяйственной деятельности АО «Кыргызэнерго»**

	Единица измерения	1996	1997	1998	1999
Производство	млн. кВт-ч	13678,0	12584,0	11570,0	13119,2
Потребности	млн. кВт-ч	8814,9	8128,0	10844,1	11222,4
Экспорт	млн. кВт-ч	2061,3	1879,9	798,1	2011,3
Потери, всего	%	33,28	34,73	34,48	28,92
в том числе:					
технические	%	–	16,5	17,69	16,35
коммерческие	%	–	18,23	16,79	12,57
Объем производства	млн. сомов	1673,0	2299,8	1994,5	4303,9
Расходы всего	млн. сомов	1425,1	2944,5	2251,8	2653,4
Баланс	млн. сомов	247,9	255,3	-257,3	1650,5

Источник: *Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях...*; расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.

Анализ эксплуатационных показателей работы электроэнергетической системы свидетельствует о том, что основная часть распределительного оборудования работает при максимально возможных нагрузках, что приводит к их быстрому износу, увеличению числа аварийных отключений, а также к значительному росту технологических потерь. Так, значительное число трансформаторных подстанций напряжением 35-220 кВ работает с показателями нагрузки 0,9–1,2 при его оптимальной величине, равной 0,7. Это приводит к серьезным потерям энергии в системе, к неплановым падениям напряжения, а также к снижению надежности электроэнергетического распределительного оборудования. Поэтому в рамках инвестиционных проектов ведутся работы по строительству и реконструкции существующих подстанций.

В таблице 4.7. представлен объем строительства и реконструкции энергетических подстанций в отдельных районах Республики Кыргызстан.

**Таблица 4.7. Объем строительства и реконструкции энергетических подстанций в отдельных районах Кыргызской Республики**

Объекты	Донор
<b>Чуйская область</b>	
Строительство ПС 110/35 кВ «Парковая»	АБР
Строительство ПС 220/110 кВ «Ада-Арча»	АБР
Строительство ПС 110/35 кВ «Орок»	Швейцария
Строительство ПС 110/35 кВ «Токмок»	Швейцария
Реконструкция ПС 110/35 кВ «Лермонтово»	Швейцария
Реконструкция ПС 110/35 кВ «Ново-Троицкая»	АБР
Реконструкция ПС 110/35 кВ «Орто-Алыш»	АБР
Реконструкция ПС 220/110 кВ «Чуйская»	АБР
<b>Таласская область</b>	
Строительство ПС 500/220 кВ «Ала-Бель»	ЕБРР
Строительство ПС 220/110 кВ «Семетей»	ЕБРР
<b>Баткенская область</b>	
Строительство ПС 220/110 кВ	Кувейтский ФАЭР
Реконструкция ПС 110/35 кВ	Кувейтский ФАЭР
<b>Нарынская область</b>	
Строительство ПС 220/110 кВ «Нарын»	Швейцария
<b>Иссык-Кульская область</b>	
Реконструкция ПС 220/110 кВ «Балыкчи»	ЕБРР

Источник: Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях...

#### 4.4. Иностранная помощь в реструктуризации энергетического сектора

Несмотря на приток инвестиционных средств, финансовое положение АО «Кыргызэнерго» остается довольно сложным. В настоящее время, когда уже сформирована правовая база функционирования энергетики, создан независимый регулирующий орган и определены инструменты деятельности, следующим

этапом реформирования сектора является его реструктуризация и приватизация.

Основными целями разработанной «Программы разгосударствления и приватизации акционерного общества АО «Кыргызэнерго» являются: повышение эффективности функционирования электроэнергетического сектора и обеспечение прозрачности распределения средств и произведенных затрат; финансовая стабилизация сектора, в частности, путем сокращения задолженности, а также получение доходов от приватизации и привлечение иностранных инвесторов.

Для достижения этих целей в энергетическом секторе реализуются проекты, финансируемые международными и государственными финансовыми организациями в рамках технической помощи. Эта помощь связана с проводимыми в секторе реформами.

В частности, начато освоение целевого кредита на структурную перестройку (CSAC), финансируемого Всемирным банком. Средства кредита направлены на поддержку государственного бюджета страны, а условиями выделения кредитных траншей является выполнение ряда мероприятий в области реформирования энергетического сектора республики. В ходе планируемой реструктуризации сектор должен быть разделен на компании в соответствии с характером их функционирования (производство, передача и распределение энергии) с целью привлечения потенциальных инвесторов. Одна из основных задач распределительных компаний — правильно определить объем реализуемой энергии или ее носителя, а также разработать мероприятия по снижению технических и коммерческих потерь. В газовом секторе задача улучшения учета потребляемого газа решается, в частности, посредством более интенсивной установки счетчиков для бытовых потребителей (в настоящее время процент домохозяйств-потребителей газа, имеющих счетчики, составляет около 40%). Именно на это направлен целевой льготный кредит Правительства, представленный Кыргызгазу в размере 300 млн. японских иен (грант Правительства Японии Правительству Кыргызской Республики, перекредитованный на чрезвычайно льготных условиях Кыргызгазу, в соответствии с условиями Соглашения между двумя вышеупомянутыми правительствами). В ходе проведенного конкурса контракт получила французская фирма «Шлюмберже», которая поставила 99 115 газовых счетчиков.

Кроме того, первоочередное внимание уделялось проблеме формирования цен в электроэнергетике. Действовавший уровень тарифов на электроэнергию не только не обеспечивал покрытия эксплуатационных затрат, но и был недос-

таточен для возмещения капитала, что еще более усугубляло сложную ситуацию в энергетическом секторе<sup>52</sup>.

Поэтому для совершенствования системы начисления и сбора платежей, а также для перехода на другие стандарты финансового учета в марте 1999 г. в рамках проекта «Реконструкция систем электроснабжения и централизованного теплоснабжения» было подписано соглашение с компанией «ESB International» (Ирландия). В финансируемом ЕБРР проекте «Улучшение электроснабжения Таласской области» был выделен финансовый пакет для приватизации одной из распределительных компаний, реализуемый фирмой «Ian Pope Associates» (Шотландия).

Прогрессирующий рост спроса на энергию требует поиска выхода из создавшегося в настоящее время положения. Одним из намеченных к реализации направлений решения этой проблемы в соответствии с Национальной энергетической программой является развитие малых ГЭС. Малая гидроэлектроэнергетика не возникнет сама собой и самостоятельно не сможет решить энергетических проблем. Однако она может оказать существенную помощь в их решении. В первую очередь заметного эффекта от строительства малых ГЭС следует ожидать в отдаленных районах, где обеспечение электроэнергией осуществляется при помощи линий электропередач, находящихся в крайне изношенном состоянии.

В соответствии с Национальной энергетической программой Кыргызской Республики определены основные направления развития топливно-энергетического сектора до 2005 г. К числу этих направлений относятся: дальнейшее развитие водной энергетики на основе строительства каскада Камбар-Атинских ГЭС, а также малых ГЭС; совершенствование системы производства, передачи и распределения энергии; начало эксплуатации новых угольных месторождений, возобновление использования и развитие уже существующих шахт и угольных разрезов, в частности угольного разреза в Кара-Кече, а также увеличение добычи нефти; улучшение работы действующих нефтеперерабатывающих предприятий и строительство нового нефтеперерабатывающего комбината в Чуйской области<sup>53</sup>.

Государственными органами проводится активная работа по реализации двух первых направлений энергетической политики. Так, правительство Германии предоставило кредит в размере 25 млн. немецких марок на реконструкцию наиболее приоритетных малых ГЭС.

---

<sup>52</sup> Проект «Тарифная политика Кыргызской Республики»...

<sup>53</sup> Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях...

В связи с реализацией проекта реконструкции малых ГЭС создано АО «Чакан ГЭС», которое будет нести ответственность за развитие малой энергетики.

В рамках сооружения угольного разреза в Кара-Кече ведутся переговоры с Японским банком международного сотрудничества (JBIC) и Немецким банком реконструкции (KfW) для изыскания возможностей финансирования строительства железнодорожной ветки Балкчи – Кочкор – Кара-Кеч.

Как можно видеть, масштабы иностранной помощи энергетическому сектору Кыргызстана достаточно широки и крайне необходимы при современном состоянии реструктуризации и приватизации этого сектора.

## **5. Реформирование энергетического сектора**

### **5.1. Нормативно-правовая база приватизации энергетического сектора**

Одной из важнейших предпосылок для проведения приватизации в энергетическом секторе является быстрое принятие нормативных правовых актов, регулирующих процесс изменения структуры собственности в этом секторе.

Одним из основных правовых актов стал закон Кыргызской Республики «Об энергетике» от 28 января 1997 года, определивший основные принципы организации и регулирования хозяйственной деятельности в энергетическом секторе. В этом законе определена роль государства в функционировании этого сектора, а также задачи государственного агентства по вопросам энергетики.

23 апреля 1997 года правительство Кыргызской Республики приняло постановление «О программе разгосударствления и приватизации Кыргызской государственно-акционерной холдинговой компании „Кыргызэнергохолдинг“». В этом постановлении к участию в приватизации энергетического сектора допускаются наряду с государственными другие хозяйствующие субъекты; при этом, однако, приоритет государства сохраняется.

Содержащиеся в этом постановлении законодательные положения открыли путь для дальнейшего развития нормотворческого процесса, и 23 мая 1997 года Фонд госимущества Кыргызской Республики принял постановление «О преобразовании Кыргызэнергохолдинга в акционерное общество «Кыргызэнерго». Находящееся на балансе этого энергетического комплекса имущество в ценах на 1.01.1997 г. оценивалось в 769 269,9 тыс. сомов.

Очередным шагом правительства Кыргызской Республики по развитию приватизации стало постановление от 31 мая 1997 года «Об утверждении Устава акционерного общества „Кыргызэнерго“».

7 июня 1997 года был подписан указ президента Кыргызской Республики «О дополнительных мерах по обеспечению участия социально уязвимых слоев населения в приватизации стратегических предприятий республики». В соответствии с этим указом в 1997-1998 гг. предполагалось продать 8% государственного пакета акций энергетического комплекса.

Дальнейшее развитие приватизации энергетического сектора связано с эмиссией акций. 1 июля 1997 года Национальная комиссия по рынку ценных бумаг при президенте Кыргызской Республики приняла решение о регистрации выпуска ценных бумаг АО «Кыргызэнерго». Размер уставного фонда этого АО составил 7470107700 сомов, а номинальная стоимость акции — 100 сомов.

12 января 2001 года состоялось общее собрание акционеров АО «Кыргызэнерго», на котором было принято решение о разделении АО «Кыргызэнерго» на четыре сектора:

1. Генерирующие станции — каскад Токтогульских ГЭС, ТЭЦ городов Бишкек и Ош.
2. Национальные электрические сети.
3. Четыре электрораспределительные компании.
4. Бишкекское предприятие теплосети.

Как видно из приведенного выше краткого обзора хода законодательного процесса, с юридической точки зрения процесс приватизации энергетического сектора состоялся.

## **5.2. Реструктуризация и приватизация электроэнергетического сектора**

За изменениями в энергетическом секторе страны, которые состояли в создании акционерной компании «АО Кыргызэнерго», в первой половине года последовало развертывание процесса разделения компании. В частности, было принято постановление о разделении старой монополии в электроэнергетическом секторе — «АО Кыргызэнерго» — на следующие компании: одну производящую компанию, одну передаточную и четыре распределительных.

Компания, производящая электроэнергию — «Национальные электростанции», включает в себя гидроэлектростанции и тепловые станции (ГЭС и ТЭЦ). Основную часть гидростанций, входящих в состав компании, составляют электростанции Токтогульского каскада, а тепловые электростанции представлены Бишкекской ТЭЦ и Ошской ТЭЦ.

Передающая компания — «Национальные электросети» (НЭС) занимается передачей электроэнергии от электростанций к распределительным подстанциям с помощью линий высокого напряжения. Распределительные станции находятся в собственности распределительных компаний, которые занимаются доставкой энергии среднего и низкого напряжения потребителям.

В число распределительных компаний входят «Северэлектро», «Востокэлектро», «Ошэлектро» и «Джалал-Абадэлектро».

Компания «Северэлектро» обслуживает крупнейшие регионы страны, такие как город Бишкек, Чуйская и Таласская области. Компания «Востокэлектро» — Иссык-Кульскую и Нарынскую области, компания «Ошэлектро» — Ошскую область, а компания «Джалал-Абадэлектро» — Джалал-Абадскую и Баткенскую области.

Протекающие в настоящее время в этом секторе процессы и достигнутые в течение последних шести месяцев результаты можно оценить положительно.

Разделение монопольной компании «АО Кыргызэнерго» приведет к ряду позитивных результатов, имеющих не только организационный, но и экономический характер. Руководство компании будет вынуждено уделять больше внимания оперативным вопросам с тем, чтобы улучшить коммерческие показатели ее деятельности. Лишенная монопольного положения компания не будет иметь возможности субсидировать свою деятельность за счет других сфер и поэтому должна будет проводить чрезвычайно скоординированную экономическую и хозяйственную политику, что станет ее важным преимуществом. Кроме того, компания начнет проводить более реальную оценку технических и коммерческих потерь, что важно для повышения оперативной и финансовой прозрачности системы.

Прозрачность деятельности компаний будет способствовать появлению информации о наиболее насущных инвестиционных потребностях, что необходимо для разработки программы базовых потребностей в инвестициях, причем в такой программе уровень потребностей генерирующего и передаточного секторов будет ниже, а распределительного сектора — выше.

Однако в более широком контексте разделение электроэнергетического сектора следует рассматривать только как первый этап, требующий постоянного внимания и поддержки со стороны правительственных учреждений.

В частности, на пути преобразования отдельных предприятий в функционирующие новые компании существует много сложных проблем. Среди них следует отметить следующие<sup>54</sup>:

---

<sup>54</sup> Консолидированный кредит на структурные преобразования (CSAC)...



1. Существуют определенные проблемы по передаче линий 35 кВ и подстанций среднего напряжения в ведение распределительных компаний. До последнего времени все эти активы находились у передающей компании, в распоряжении которой также находятся линии передачи на 110 кВ.

2. Еще не сформирован механизм контроля за недавно разделенным сектором, что повысило бы уверенность в комплексности и необратимости процесса реформирования компании. Внедрение такого механизма будет свидетельствовать о том, что процесс реформирования электроэнергетики приобрел конкретные очертания.

3. Несмотря на начавшееся внедрение рыночных отношений, на отдельных промышленных предприятиях, функционирующих в сфере обеспечения электроэнергией в Кыргызстане, еще не завершен значительный объем дополнительных работ по организации и стимулированию налаживания коммерческих и финансовых связей между вновь образованными экономическими субъектами. Следовательно, необходимо завершить подготовку проектов документов, требующихся для функционирования рынка электроэнергии, согласовать их и апробировать на практике. В частности, речь идет о соответствующих лицензиях для всех шести компаний, о кодексе национальных электроэнергетических сетей, о типовом соглашении о продаже электроэнергии, о договоре об использовании высоковольтных линий электропередач, о роли и порядке деятельности регистратора контрактов на кыргызском рынке энергии, о косвенном механизме перенаправления финансовых потоков, предназначенных для функционирования электроэнергетического сектора, о фондах выравнивания цен и т.п.

4. Нельзя назвать прозрачным использование такого механизма, в котором, как предполагается, часть доходов от экспорта генерирующих и передающих компаний пойдет на субсидирование функционирования систем централизованного теплоснабжения, а также на частичную компенсацию низких тарифов на энергию для населения (в последние 3-4 года тарифы для населения были ниже, чем конечные удельные издержки производства и распределения электроэнергии). Данный механизм скрывает факт нехватки средств на эти цели, поскольку одновременно с его применением осуществляется сбор налогов, применяются льготы и субсидируются некоторые потребители, а также компенсируется дефицит средств на выплату заработной платы работникам этого сектора.

Несмотря на перечисленные недостатки, работа по приватизации электроэнергетики продолжается. Примеры других стран неизменно свидетельствуют о том, что участие частного капитала в функционировании электроэнергетического сектора приносит чрезвычайно позитивные результаты. Несмотря на то, что участие стратегических инвесторов в электроэнергетике стран бывшего СССР в

последние годы снизилось (об этом свидетельствует как их меньшее участие в инвестиционной деятельности в электроэнергетике, так и разочарование их в инвестиционном климате в этих странах), Республика Кыргызстан не должна сворачивать с избранного курса, ориентированного на привлечение таких инвестиций, хотя их придется ожидать и дольше, чем первоначально предполагалось.

Необходимо предпринять дальнейшие шаги по приватизации компании «Северэлектро», в которой сосредоточено снабжение энергией крупнейших городских агломераций Кыргызской Республики — Бишкека, Чуя и Таласа. Поскольку в соответствии с законом об электроэнергетике правительство должно получить согласие парламента на приватизацию «Северэлектро» (как и других распределительных компаний), следует безотлагательно инициировать и продолжать необходимую законодательную работу с тем, чтобы получить согласие парламента на продолжение приватизации.

Кроме того, необходимо начать процесс установления контактов с инвесторами с тем, чтобы оценить степень их заинтересованности, а также определить их отношение к порядку приватизации «Северэлектро».

Прежде чем инициировать процесс приватизации какой-либо отрасли, следует, помимо прочего, провести некоторые необходимые мероприятия. Эти мероприятия необходимы для формирования четко функционирующей структуры электроэнергетики, они важны также и для начала процесса приватизации распределительных компаний. Необходимо, кроме того, провести аудит «Северэлектро», который должен подтвердить данные о доходах, затратах, активах и другую необходимую экономическую информацию об этой компании.

## **6. Итоговые замечания и выводы**

Основными энергетическими ресурсами Кыргызской Республики являются водные энергоресурсы. С технической точки зрения можно использовать потенциал 252 крупных рек, который, по оценке, составляет 99,2 млрд. кВт-ч в год. Исходя из того, что численность населения республики оценивается в 4,7 млн. человек, производство такого количества энергии составило бы в пересчете на душу населения 21,1 МВт-ч на человека в год. Необходимо подчеркнуть, что в настоящее время этот показатель в США составляет около 13 МВт-ч на душу населения в год и к 2020 г. прогнозируется его увеличение до 14,4 МВт-ч на чело-

века в год<sup>55</sup>. Приведенные данные дают представление о масштабах водных ресурсов Кыргызстана.

Гидрологический потенциал республики используется в настоящее время слабо, на уровне 3%.

Несмотря на то, что будущее энергетики Кыргызстана связано с освоением гидроэнергетических ресурсов, необходимо четко подчеркнуть, что проблема использования гидроэлектростанций чрезвычайно сложна вследствие действия многих факторов, из которых два представляются особенно значимыми:

1. В настоящее время установленная мощность гидроэлектростанций составляет 2 780 МВт, а совокупная установленная мощность всей энергетической системы — 3 400 МВт. Завершение строительства начатых и сооружение планирующихся гидроэлектростанций, которое рассматривается в разделе 2.3 настоящей работы, потребовало бы капиталовложений в размере около 5,4 млрд. долларов. Таких средств у республики нет, и при современном уровне экономического развития строительство этих электростанций могло бы осуществляться за счет кредитов или за счет средств иностранных инвесторов.

2. Несмотря на значительный потенциал водных ресурсов, Кыргызская Республика не имеет права произвольно распоряжаться водными ресурсами своих рек, поскольку эти реки протекают через территории соседних государств, где они также используются для производства электроэнергии, но прежде всего для орошения земельных угодий. Это одна из важнейших проблем, которая решается с помощью соответствующих международных соглашений, в соответствии с которыми на смежные государства налагаются обязательства приобретать электроэнергию в обмен на воду.

Правильное размещение электростанций и рациональная организация их работы в составе каскада позволили бы повысить степень использования водных ресурсов, не создавая при этом проблем с орошением земельных угодий.

Использование гидроэлектростанций для выработки электроэнергии в Республике Кыргызстан создает уникальную и неповторимую возможность получения дешевой и экологически чистой энергии, которую можно легко преобразовывать в другие виды полезной энергии. При этом необходимо добавить, что гидроэнергоресурсы относятся к категории возобновляемых. Угольные котлы, используемые на теплоэлектроцентралях для производства тепла и горячей воды, можно было бы заменить на электрические, а существующие тепловые станции использовать как резервные и для покрытия пиковых нагрузок.

---

<sup>55</sup> Marecki J., *Op. cit.*; Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., *Op. cit.*

Невозобновляемые ресурсы энергии в виде угля, нефти и газа в республике невелики и не будут играть принципиальной роли в энергетическом балансе страны.

Основной проблемой энергетики Кыргызстана являются крайне высокие потери энергии, которые складываются из технических и коммерческих потерь. Технические потери можно ликвидировать путем модернизации энергосистемы, тогда как коммерческие — с помощью применения правовых, технических и организационных методов. Очевидно одно — эти потери могут быть сокращены, а платежи за электроэнергию должны обеспечить реальное покрытие издержек на ее производство и распределение.

Проблемы тарифов подробно рассмотрены в разделе 2.3. В этом разделе представлены условия формирования конструкции действующих тарифов, введенных в марте 2001 г., с учетом существующих системных и социальных условий. Современное состояние можно трактовать как первый шаг к такой конструкции тарифов, которые будут реально отражать интересы дистрибьюторов и потребителей. Это относится не только к потребителям электроэнергии, но и к потребителям тепла и газа.

Для начисления и взыскания платежей необходимо точно определить стоимость поставленной потребителю энергии. Поэтому каждый потребитель должен быть оснащен счетчиком потребляемой им энергии (электрической или тепловой). Потребитель также должен иметь возможность регулировать потребляемую им мощность и количество энергии в соответствии со своими потребностями, а также должен иметь возможность ее экономить путем отключения энергопотребляющих приборов. И если в отношении электроэнергии эта задача технически проста, поскольку электроприборы могут быть отключены, то в случае отопительных систем вопрос достаточно сложен. В этом случае вряд ли можно использовать счетчики тепла, поскольку они довольно дороги, и, кроме того, нельзя применить достаточно простую систему расчета затрат на тепло посредством распределения затрат в зависимости от установленных нагревательных приборов. В большинстве зданий система обогрева сконструирована так, что вода проходит по одной трубе. Такая система делает невозможной установку вентиля на радиаторах, поскольку обогревающая их вода проходит через радиаторы последовательно. Это не позволяет потребителю тепла регулировать его потребление. Такая система не позволяет использовать «справедливые» тарифы, поскольку ставит производителя и дистрибьютора тепла в монопольное положение относительно его потребителя по принципу «бери и плати за то, что тебе дают».

Такой подход, помимо прочего, делает технически невозможной экономию тепла, цены на которое растут. Это серьезная проблема, поскольку нельзя освободить цены за поставляемое тепло, не предоставив возможности потребителю регулировать его потребление. Государство будет вынуждено субсидировать тарифы на тепло, а производители тепла и его дистрибьюторы не будут иметь средств на модернизацию оборудования. Решение этой проблемы потребует значительных средств на перестройку системы отопления и внутреннего оборудования зданий, и даже если бы средства на это нашлись, то такая перестройка потребовала бы продолжительного времени — от нескольких лет до двадцатилетнего периода. Очевидно, что при замене оборудования и теплосетей было бы целесообразно использовать уже новые технические решения. Действующие в настоящее время системы энергообеспечения не позволяют освободить цены на тепло и ввести справедливые тарифы, что ставит производителя в монопольно положение, не позволяя ему, однако, в то же время взыскивать с потребителей свои издержки.

Процесс приватизации энергетического сектора происходит в Кыргызской Республике последовательно, но медленно. Для введения в действие нормативных правовых документов, о которых говорится в разделе 5, необходимо принятие соответствующих подзаконных актов и проведение реальных организационных мероприятий. Невыполнение этих условий приводит к торможению процесса приватизации, к отсутствию иностранных инвесторов, а также к невыделению кредитов.

Если положение с решением вопросов собственности и законодательного обеспечения реформ не претерпит принципиальных изменений, то процесс приватизации может затормозиться.

Тем не менее следует подчеркнуть, что процесс реформирования энергетического сектора экономики Кыргызской Республики движется в правильном направлении. Формирование из разделенной монополии «АО Кыргызэнерго» нескольких акционерных компаний — компании, производящей электроэнергию («Национальные электростанции»), передающей компании («Национальные электросети»), а также распределительных компаний: («Северэлектро», «Востокэлектро», «Ошэлектро» и «Джалал-Абадэлектро» позволяет надеяться на то, что в республике формируется система управления энергетикой, отвечающая современным требованиям. Если же к этому добавить организацию Государственного агентства по энергетике, занимающегося вопросами регулирования цен и поставок необходимых мощностей и электроэнергии, то можно говорить о создании основ для формирования в республике рынка энергии.

Происходящий в республике процесс изменений следует оценивать положительно. Тем не менее, в более широком контексте достигнутые успехи следует рассматривать только как результаты первого этапа реформ, которые должны находиться под пристальным вниманием со стороны правительственных органов. Эти вопросы рассмотрены в разделе 5 настоящей работы.

## 7. Литература

- Бессмысленная продажа малых ГЭС*, «Аки Пресс», 6 мая 1999, с. 6-8.
- Ботбаев Б., *Большие проблемы малых ГЭС*, «Аки Пресс», 6 мая 1999, с. 9-11.
- Водные ресурсы Кыргызстана*, «Аки Пресс», 25-26 ноября 1997, с. 2-7.
- Ежегодный отчет о внешней помощи и прямых иностранных инвестициях*, Бишкек: Государственный Комитет Кыргызской Республики по иностранным инвестициям и экономическому развитию, 2000.
- Консолидированный кредит на структурные преобразования (CSAC)*, Бишкек: Миссия международной ассоциации развития, 2001.
- Кошоев М. К., *Опасные природные явления Кыргызстана*, Бишкек: Илим, 1998.
- Отчетный баланс электроэнергии за 1996-2000 годы*, Бишкек: АО «Кыргызэнерго», 2001.
- Проект «Тарифная политика Кыргызской Республики». Материалы для обсуждения 1. Будущие тарифы в электросекторе*, DFID, Бишкек, апрель 2001 г.
- Расчеты Государственного агентства по энергетике и сотрудников Всемирного банка.
- Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии*, Бишкек: Special Program on Economics of Central Asia — SPECA, 2000.
- Родионов И. А., Бунакова Т. М., *Экономическая география*, Москва, 1998.
- Bełdowski T., Markiewicz M., *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*, Warszawa: WNT, 1998.
- Bojarski W., *Próba szacunku strat powodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych*, Konferencja «Metody analizy niezawodności dostawy energii elektrycznej», Rzeszów, 1967.
- Bojarski W., Bojarski N., *Wartościowanie czynników trudno wymiernych w gospodarce narodowej, ze szczególnym uwzględnieniem strat czasu i życia ludzkiego*, «Prakseologia», 1975, nr 1, s. 29-69.
- Kujaszczyk S. i in., *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, Warszawa: WNT, 1997.
- Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, Warszawa: WNT, 1997.
- Marecki J., *Gospodarka skojarzona ciepło-elektryczna*, Warszawa: WNT, 1991.
- Marecki J., *Podstawy przemian energetycznych*, Warszawa: WNT, 1995.