

ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



РЕГИОН ЕВРОПЫ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ
ВСЕМИРНЫЙ БАНК, ВАШИНГТОН, ОКРУГ КОЛУМБИЯ

ДЕКАБРЬ 2004 ГОДА

ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЭКСПОРТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Декабрь 2004 года

**Регион Европы и Центральной Азии
Всемирный Банк
Вашингтон, Округ Колумбия**

АКРОНИМЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АБР	Азиатский Банк Развития
МКМ	Миллиарды кубических метров
ЦАОС	Центрально-азиатская организация сотрудничества
ЦАЭС	Центрально-азиатская энергетическая система
ЦАР	Центрально-азиатские республики
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ВВП	Валовой внутренний продукт
ГВтч	Гигаватт часы
ВН	Высокое напряжение
МПИС	Межправительственное Ирригационное Соглашение
JBIC	Японский банк международного сотрудничества (Japan Bank for International Cooperation)
КЭА	Казахская электроэнергетическая ассоциация
кВ	Киловольт
кВтч	Киловатт часы
НН	Низкое напряжение
МВт	Мегаватт
РАО ЕЭС	Российское Акционерное Общество Единые Энергетические Системы
РЭК	Региональные электрические компании
ИРПЭЭ	Исследование регионального потенциала экспорта электроэнергии
РЭСР	Региональные экономические и отраслевые исследования
П&Р	Передача и Распределение
ТВтч	Тераватт часы
ПРООН	Программа Развития Организации Объединенных Наций
ЮСАЙД	Агентство международного сотрудничества США
ВЭК	Водно-энергетический консорциум

ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ: ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Содержание

ПРИЗНАТЕЛЬНОСТЬ	I
РЕЗЮМЕ	II
ГЛАВА I: ВВЕДЕНИЕ	1
ГЛАВА II: ВЗАИМОСВЯЗЬ ВОДНЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В БАССЕЙНЕ РЕКИ СЫР-ДАРЬЯ	4
A. ПЕРЕСМОТРЕННЫЙ ПОДХОД БАНКА И ЕГО ПАРТНЕРОВ ПО РАЗВИТИЮ	7
B. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	8
ГЛАВА III: ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА В РЕСПУБЛИКАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ	9
A. ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	9
B. РЕФОРМЫ ПО ПОЛИТИКЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕКТОРАХ ЦАР	12
C. ПОЛИТИКА ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ В БУДУЩЕМ	15
ГЛАВА IV: БАЛАНС СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ И ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	17
A. ПРОГНОЗ СПРОСА	17
B. ВАРИАНТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	21
C. БАЛАНС СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ И ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ	28
ГЛАВА V: ОЦЕНКА НОВЫХ ВАРИАНТОВ ВЫРАБОТКИ	32
A. ТЕХНИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА	32
B. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА	33
C. ФИНАНСОВАЯ ОЦЕНКА	35
D. АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ	36
E. ОЦЕНКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ	39
ГЛАВА VI: СТРУКТУРА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЫНКОВ ЭКСПОРТА	43
A. АФГАНИСТАН	43
B. КИТАЙ	47
C. ИРАН	48
D. ПАКИСТАН	52
E. РОССИЯ	55
ГЛАВА VII: ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	59
A. ВОПРОСЫ СВЯЗИ ВОДЫ И ЭНЕРГИИ	59
B. ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С УПРАВЛЕНИЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ	60
C. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ И ДРУГИЕ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	61
D. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОНСОРЦИУМА	62
ГЛАВА VIII: ПРЕИМУЩЕСТВА, РИСКИ И ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ	70
A. ПРЕИМУЩЕСТВА	70
B. РИСКИ	70
C. ДАЛЬНЕЙШИЕ ПУТИ РАЗВИТИЯ	74

ТАБЛИЦЫ

Таблица ES 1: Прогноз валового спроса на электроэнергию	vii
Таблица ES 2: Прогнозируемое увеличение энергоснабжения (ТВтч)	vii
Таблица ES 3: Затраты на выработку по вариантам	xi
Таблица ES 4: Маргинальные затраты на выработку на целевых рынках против затрат на импорт	xii
Таблица 1. 1: Основные Энергетические Ресурсы в Центральной Азии.....	1
Таблица 3.1: Установленные мощности и баланс электроснабжения/потребления в Центрально-Азиатских Республиках в 2002 году	9
Таблица 3.2: Сезонность электропотребления в ЦАР в 2002 году.....	10
Таблица 3.3: Потери, выставление счетов и сборы в ЦАР в 2002 году	11
Таблица 3.4: Тарифы на электроэнергию в ЦАР в 2003 году	13
Таблица 3.5: Смещение в торговле электроэнергией в Электрической Системе Центральной Азии в 1990-2000г.....	14
Таблица 4.1: Прогнозы валового электропотребления: Базовый сценарий	19
Таблица 4.2: Результаты анализа чувствительности по прогнозу спроса	20
Таблица 4.3: Текущий и целевой уровни потерь электроэнергии в ЦАР	21
Таблица 4. 4: Состав ежегодного дополнительного электроснабжения.....	28
Таблица 4.5: Избытки электроэнергии, имеющиеся для торговли (ГВтч)	29
Таблица 4.6: Инвестиции в сокращение потерь и реабилитацию вырабатывающих объектов ЦАР30	
Таблица 5.1:Физические и технические подробности новых проектов по выработке	32
Таблица 5.2: Сравнение экономических затрат выработки с маргинальными затратами в экспортирующих/импортирующих странах и конкурентоспособность затрат	34
Таблица 5.3: Выравненные тарифы для вариантов выработки	36
Таблица 5.4: Результаты анализа чувствительности	39
Таблица 5. 5: Экономический и финансовый анализ вариантов передачи	41
Таблица 5.6: Маргинальные затраты на выработку на целевых рынках по сравнению с затратами на импорт	41
Таблица 6.1: Существующий импорт электроэнергии Афганистаном.....	45
Таблица 6.2: Афганистан – Краткое изложение энергопотребления (ГВтч) и прогноз пиковой нагрузки (МВт).....	45
Таблица 6.3: Текущие тарифы на электроэнергию в Афганистане.....	46
Таблица 6.4: Электроэнергия Пакистана и прогнозы.....	54
Таблица 7. 1: Инвестиционные планы ЦЭС (в миллионах долларов США	61

РИСУНКИ

Схема ES 1: Развитие энергетики и стратегия торговли в Центрально-Азиатских Республиках	vi
Схема 4.1: Валовое потребление электроэнергии в ЦАР.....	20
Схема 4.2: Кыргызская электрическая система и схемы размещения Камбаратинских ГЭС	25
Схема 4.3: Планируемые и существующие гидроэнергетические объекты на реке Вахш в Таджикистане	26
Схема 4.4: Излишки для экспорта, Центральной Азии	30

Схема 5.1: Экономические затраты на выработку от новых проектов при различных станционных факторах по сравнению со средними дополнительными затратами национальных систем ЦАР	37
Схема 5.2: Экономические затраты на выработку от новых проектов при различных станционных факторах по сравнению с затратами на выработку на целевых рынках (исключая затраты на передачу).....	38
Схема 5.3: Новые линии передачи, необходимые для экспорта	40
Схема 6.1: Трансграничные электрические соединения Афганистана.....	44
Схема 6.2: Сезонный график нагрузки в Иране в 2001 году	50
Схема 6.3: Экспорт и импорт электроэнергии	51
Схема 7. 1: Предложения для институциональной структуры ВЭК.....	65
Схема 7. 2: Схема финансирования развития новой инфраструктуры регионального характера	68
Схема 8. 1.....	75

ВРЕЗКИ

Врезка 2. 1: Краткое резюме результатов Отчета ВВЭРЦА	4
Врезка 7. 1: Два примера гидроэлектростанций, находящихся в совместной собственности	67
Врезка 7. 2: Проект по установке линий электропередач в Индии	69

ПРИЛОЖЕНИЯ (в отдельном Томе)

Приложение 3.1:	Текущее состояние секторов энергетики в республиках Центральной Азии
Приложение 4.1:	Прогнозы спроса на электроэнергию
Приложение 4.2:	Добавочное и Общее Производство электроэнергии: Варианты Производства Электроэнергии
Приложение 4.3:	Балансы Выработки и Потребления Электроэнергии
Приложение 5.1:	Экономический Анализ Вариантов Производства Электроэнергии
Приложение 5.2:	Экономический Анализ Вариантов ЛЭП для Экспорта Электроэнергии
Приложение 5.3:	Финансовый Анализ Вариантов Производства и Передачи Электроэнергии
Приложение 7.1:	Концептуальные Подходы к Образованию Водно-энергетического Консорциума
Приложение 7.2:	Гидроэлектростанция «Теун-Хинбун» - Лаос
Приложение 8.1:	Варианты Разгрузки Энергетической Системы Южно-Центральной Азии

ПРИЗНАТЕЛЬНОСТЬ

Настоящий отчет был подготовлен командой, которой руководил Рагувир Шарма, и в состав которой входили Анил Маркандиа, Аман Сачдева, Марат Искаков, Венкатараман Кришнасвами, Николай Николов и г-жа Сузетте Педросо. Работа представляет собой часть более обширной деятельности, осуществляемой Всемирным банком совместно с другими партнерами по развитию, нацеленной на усовершенствование регионального сотрудничества в Центральной Азии. Команда выражает благодарность: Мамта Мурти, Мангеш Хоскоте и Барри Трембату, которые выступили рецензентами; Мартину Райзеру и Питеру Томпсону за помощь в осуществлении руководства и обеспечения контроля качества; и Деннису де Трею (Директору, Центрально-азиатский региональный офис) и Хоссейну Разави (Директору Департаментв услуг энергетики и инфраструктуры, Регион ЕЦА и Директору подразделения экономика и финансирования инфраструктуры) за предоставления стратегической направленности в работе. Команда также выражает признательность Шигео Кацу, Вице-президенту, Регион Европы и Центральной Азии, за содействие и вовлечение руководителей высокого уровня из правительственных органов стран-клиентов в работу над данной очень важной темой. Команда также хотела бы с благодарностью отметить помощь, оказанную в придании отчету той формы, в которой он подготовлен на данный момент, Мэтью Бурещом, Натальей Чарковой и Юкари Цучия.

Центральная Азия

Исследование регионального потенциала экспорта электроэнергии

РЕЗЮМЕ

Введение и основные выводы

1. Центральнo-азиатские республики¹ наделены значительными энергетическими природными ресурсами. Однако, распределение этих ресурсов очень неравномерно. Кыргызская Республика и Таджикистан имеют богатый гидроэнергетический потенциал, но ничтожно малые объемы ископаемых топливных ресурсов, которые используются в коммерческих целях. В противоположность этим республикам, Казахстан обладает значительными запасами нефти, газа и угля; Узбекистан располагает существенными запасами газа, а также запасами нефти и угля, а в Туркменистане имеются достаточные запасы газа, и некоторые объемы нефти.

2. В эпоху Советского Союза управление этими ресурсами осуществлялось на региональной основе. Гидроэнергетические ресурсы в Кыргызской Республике и Таджикистане главным образом эксплуатировались в системе ирригации, при этом выработка электроэнергии являлась вторичной. В то время энергетические системы разрабатывались таким образом, чтобы принять во внимание расположение различных источников энергии. В результате была создана система, в которой энергия обменивалась на региональном уровне между различными республиками. Однако, после распада Советского Союза масштабы регионального обмена, который превратился в торговлю энергоресурсами, сократились, так как отдельные республики сфокусировали внимание на достижении большего уровня энергетической самодостаточности.

3. Страны, богатые запасами ископаемого топлива, в особенности Казахстан, смогли превратить свои энергетические ресурсы в значительный объем экспорта, выйдя на рынки за пределы Центральной Азии. В противоположность Казахстану, Кыргызская Республика и Таджикистан, сталкиваются с нехваткой энергоресурсов в зимнее время, а их попытки обеспечить крупные рынки экспорта для летних излишков гидроэнергетических ресурсов не имели успеха. Однако, политические перемены в Афганистане и устойчивый экономический рост в других соседних странах, таких как Китай, Иран, Пакистан и Россия, повысили в регионе ожидания того, что возможности для экспорта значительных объемов гидроэнергетических ресурсов за пределы региона могут материализоваться. Затем за эти ожидания пробудили надежду, что может быть получена поддержка для инвестиций в крупные новые сооружения по выработке электроэнергии.

4. Центральнo-азиатские республики обратились во Всемирный Банк за содействием в определении потенциала для экспорта электроэнергии за пределы региона, а также выявлении препятствий, которые необходимо устранить, чтобы реализовать такой потенциал. При этом странам также необходимо оценить, как наилучшим образом удовлетворить свои будущие потребности в электроэнергии. Поэтому данное исследование рассматривает (i) варианты для удовлетворения будущего спроса на

¹ Казахстан, Кыргызская Республика, Таджикистан, Туркменистан и Узбекистан.

электроэнергию в пределах региона; (ii) потенциальный масштаб и месторасположение экспортных рынков за пределами региона, и (iii) перспективы по получению доступа на эти рынки.

Ключевые выводы

5. Ключевые выводы исследования могут быть кратко обобщены следующим образом:

Удовлетворение регионального спроса

- i. Ежегодный внутренний спрос в Центрально-азиатских республиках может быть удовлетворен приблизительно до 2020 года посредством реализации мер по сокращению потерь, реабилитации существующих вырабатывающих мощностей и региональной торговли в небольших объемах.
- ii. Сезонная недостаточность поставок в зимнее время останется. Хотя для удовлетворения этой нехватки наиболее эффективным вариантом с точки зрения затрат является торговля в небольших объемах, потребуется выработать некоторый дополнительный объем электроэнергии, чтобы удовлетворить спрос в зимнее время.
- iii. Наиболее привлекательными вариантами новых вырабатывающих сооружений для удовлетворения спроса в зимнее время являются: проект Талимарджанской ГРЭС-I в Узбекистане, который в большей степени уже завершен, и проект Бишкекской ТЭЦ-II в Кыргызской Республике, которая частично построена. Проект Бишкекской ТЭЦ-II представляет собой наиболее эффективный с точки зрения затрат и более быстрый вариант для удовлетворения будущих потребностей Кыргызской Республики по сравнению с проектами Камбаратинских ГЭС. Однако, оба эти проекта тепловых электростанций зависят от наличия газа в Узбекистане.
- iv. Кроме этого для стимулирования внутри региональной торговли потребуется определенное обновление линий электропередач, включая строительство линий электропередач Север-Юг в Казахстане, и рассмотрение вопроса разгрузки линий электропередач в южной части центрально-азиатской сети.
- v. Расширенная внутри региональная торговля обеспечит значительные выгоды. Для того чтобы полностью воспользоваться этим преимуществом, требуется заключить соответствующие соглашения между странами региона. По всей вероятности, переговоры по ним должны вестись на двусторонней основе, в таком случае необходимо будет предпринять усилия по обеспечению того, чтобы соглашения между различными сторонами были основаны на последовательных принципах. Последовательный подход к торговле электроэнергией различными странами облегчит развитие внутри региональной торговли. После того как будут

заключены соглашения, необходимо будет обеспечить тщательное управление с целью оптимизацию выгод от внутри региональной торговли.

Экспортные рынки за пределами региона

- i. Афганистан, Пакистан, Иран, Китай и Россия – все они являются потенциальными рынками для электроэнергии, вырабатываемой в Центральной Азии. Пакистан и Иран имеют большую привлекательность потому, что их пиковая нагрузка приходится на летнее время, когда в Центральной Азии существует самый большой потенциальный избыток электроэнергии.
- ii. Доступ к этим рынкам принесет в частности выгоды Кыргызской Республике и Таджикистану, так как они являются странами, имеющими потенциал экспортировать значительные объемы электроэнергии. Узбекистан (и в некоторой степени Казахстан), имеют потенциал экспортировать энергию с тепловых станций в зимнее время, а также получать выгоду от своей роли транзитных стран в перспективе и в качестве потенциальных продавцов электроэнергии².
- iii. Получение доступа на эти рынки, однако, натолкнется на ряд ограничений. Афганистан имеет потенциальный спрос, но ограничен в своей способности оплачивать импорт. Доступ на рынок Пакистана будет означать транзит и связанное с этим строительство линий электропередач через Афганистан. Рост спроса в Китае сконцентрирован в населенных центрах на восточном побережье, которые находятся на значительном расстоянии от Центральной Азии. Доступ на российский рынок потребует доступа к строящейся линии электропередач Север-Юг, проходящей через Казахстан. Завершение строительства, скорее всего, будет зависеть от интересов и желания РАО «ЕЭС России» покупать поставки. Поставкам в Иран из Кыргызской Республики и/или Таджикистана, скорее всего, придется конкурировать с поставками из Туркменистана, а также понадобится транзит через Афганистан или Туркменистан, а также, потенциально, Узбекистан. Более того, доступ к экспортным рынкам, во многих случаях, потребует заключения соглашений о транзите электроэнергии между самими Центрально-азиатскими странами.

Потенциальный доступ к экспортным рынкам

- i. Основные крупные проекты по выработке электроэнергии в Центральной Азии, скорее всего, будут жизнеспособными только в том случае, если будет обеспечен доступ к экспортным рынкам за пределами региона.
- ii. Электроэнергия из Центральной Азии имеет потенциал для конкуренции в каждом из целевых рынков вне региона, с точки зрения затрат, с маргинальными затратами на выработку электроэнергии. Однако, преимущество в отношении затрат, в

² Роль продавца электроэнергии, например, может принять форму импорта гидроэнергии и экспорта энергии с тепловых станций, используя сравнительные преимущества поставок и сравнительных пиковых периодов.

некоторых случаях не является настолько значительным, чтобы компенсировать озабоченность по надежности поставок.

- iii. Развитие рынков экспорта для электроэнергии из Центральной Азии будет во многом зависеть от спроса. Первоначально такая торговля будет ограничиваться сезонной деятельностью. Более интенсивный уровень торговли, который может оправдать строительство крупных энергетических сооружений, ориентированных на экспортные рынки, будет зависеть от устранения озабоченности импортирующих стран в отношении надежности поставок, существования инфраструктуры по передаче электроэнергии для доступа на рынки, и политически стабильной среды.
- iv. Восприятие риска среди потенциальных инвесторов и импортеров варьируется. Западные инвесторы в настоящее время рассматривают новые проекты по выработке электроэнергии как высоко рискованные предприятия. РАО «ЕЭС России», с другой стороны, считает, что оно сможет снизить многие риски, и выразило конкретную заинтересованность в отношении некоторых из предлагаемых гидроэнергетических проектов. Участие РАО «ЕЭС России» представляет собой наилучшую возможность для реализации, по крайней мере, одного из предлагаемых гидроэнергетических проектов в среднесрочной перспективе.

Резюме выводов

- i. Большие инвестиции в новые мощности, например, в предлагаемые проекты Рогунской и Талимарджан-II электростанций, будут зависеть от способности выхода на рынки за пределами самого региона и, поэтому, скорее всего, будут являться проектами на более длительный срок. Возможный сценарий для развития деятельности по выработке и продаже электроэнергии в Центральной Азии схематически показан на Схеме ES1 ниже. Это предусматривает поэтапное внедрение мер для обеспечения наличия энергетического потенциала в регионе, начиная с внедрения программ по сокращению потерь, за которыми последует строительство новых мощностей, необходимых для удовлетворения спроса в зимнее время в пределах региона (Талимарджанской и Бишкек-II) и завершение строительства линии электропередачи в Россию через Казахстан. Эта деятельность должна быть завершена в среднесрочной перспективе (до 10 лет). Данные этапы имеют сравнительно высокую вероятность продвижения вперед.
- ii. Прогноз для реализации новых проектов, сфокусированных на экспортные рынки, которые могут возникнуть на последующем этапе, слишком не определен в настоящее время, чтобы обосновать предоставление значительных ресурсов для крупных проектов на производство электроэнергии³. Вместо этого усилия должны быть сфокусированы на (а) развитии внутри региональной торговли; и (б)

³ Одно возможное исключение этому является участие России в проекте Сангтудинской ГЭС в Таджикистане.

внедрении бизнес климата, который будет поддерживать будущие инвестиции в производство электроэнергии.



Схема ES 1: Развитие энергетики и стратегия торговли в Центрально-азиатских Республиках

Удовлетворение регионального спроса

6. Таблица ES1 обобщает базовый сценарий⁴ прогноза валового спроса на электроэнергию для Казахстана, Кыргызской Республики, Таджикистана и Узбекистана на период до 2025 года.

Таблица ES 1: Прогноз валового спроса на электроэнергию					
Страна	Прогнозируемый спрос (ГВтч)				
	2003	2010	2015	2020	2025
Казахстан	58 944	72 056	84 034	98 367	115 146
Кыргызская Республика	12 145	9 222	10 033	11 296	12 719
Таджикистан	16 348	11 267	12 410	13 972	15 731
Узбекистан	48 691	46 597	51 255	56 589	62 479
4 ЦАР	136 128	139 142	157 731	180 225	206 075

Источник: анализ Всемирного Банка

7. Прогнозы показывают, что спрос будет расти в течение 2005-2010 гг. только в Казахстане, где экономический рост, вероятно, будет высоким, а необходимые корректировки цен на электроэнергию минимальны. И наоборот, прогнозируется, что спрос в других трех странах будет снижаться в течение 2005 – 2010 гг., что отражает прогнозы более низкого роста ВВП, влияние на спрос существенных увеличений реальных эффективных тарифов, и в Узбекистане, воздействие программы газификации, осуществляемой в последние несколько лет.

8. Спрос можно будет удовлетворить через комбинацию мер по сокращению потерь, реабилитации существующих генерирующих сооружений и введения в строй новых мощностей по проектам, которые уже определены. Таблица ES 2 обобщает увеличение потенциальных поставок из таких источников.

Таблица ES 2: Прогнозируемое увеличение энергоснабжения (ТВтч)	
Имеющееся снабжение 2003 г.*	138,7
Сокращение потерь	14,4
Реабилитация существующих сооружений	26,9
Новые сооружения	49,3
Потенциальный уровень снабжения в 2025 г.	229,3

*Основано на 5-летних показателях выработки гидроэлектроэнергии

Источник: анализ Всемирного Банка

9. Таблица ES2 показывает, что региональный спрос можно удовлетворить до приблизительно 2020 года без введения в строй новых электростанций. Для снижения технических потерь в Кыргызской Республике и Таджикистане потребуются инвестиции в системы передачи и распределения электроэнергии. Инвестиции в Казахстане и в Узбекистане потребуются для реабилитации мощностей по производству электроэнергии

⁴ Отчет рассмотрел прогнозы альтернативного спроса, они описаны в основном тексте документа. Конкретный прогноз по базовому сценарию приведен в Резюме. Однако, различные сценарии спроса незначительно повлияют на основные выводы отчета. Что поменяется, так это необходимые сроки ввода различных новых генерирующих объектов, а не сущность выводов.

и для сокращения технических потерь при передаче и распределении. Такие инвестиции для обновления существующих производственных мощностей предлагают наиболее эффективное с точки зрения затрат решение для увеличения объемов электроэнергии в различных странах. Однако, сезонная нехватка в зимнее время все еще останется неразрешенным вопросом, в то время как значительный уровень чистого экспорта потребует введения дополнительных мощностей.

10. Регион, а более конкретно Кыргызская Республика и Таджикистан, имеют несколько вариантов для решения проблемы нехватки электроэнергии в зимнее время:

- i. Кыргызская Республика, и в некоторой степени Таджикистан, могут потенциально эксплуатировать свои гидроэнергетические сооружения в режиме выработки электроэнергии, чтобы увеличить наличие электроэнергии в зимний период. Однако, эксплуатация в таком режиме несет риск затопления в низовьях в зимнее время, и риск нехватки воды для орошения в летнее время. Рамочное Соглашение 1998 года рассматривает вопрос взаимосвязи водно-энергетических ресурсов и определяет условия для эксплуатации гидроэнергетических сооружений в режиме ирригации (в пользу стран, находящихся вниз по течению) в обмен на предоставление этими странами энергоресурсов в зимнее время. Однако, соглашение не является оптимальным. Даже если бы соглашение было оптимизировано, регион в целом будет сталкиваться с потенциальной нехваткой электроэнергии в зимнее время.
 - ii. Как Кыргызская Республика, так и Таджикистан имеют потенциал вырабатывать дополнительную электроэнергию в летнее время. Иран переживает пиковое энергопотребление в летнее время и может иметь определенный избыток генерирующих мощностей в зимний период, таким образом, создавая потенциал для заключения сезонных торговых соглашений. При этом для того, чтобы заключить такие соглашения, необходимо провести переговоры по механизмам транзита, а такие механизмы будут включать транзит через Афганистан или Туркменистан, и потенциально через Узбекистан.
 - iii. Строительство некоторых новых мощностей также позволит региону восполнить недостаточность энергоснабжения в зимнее время. Два проекта, которые логически будут наиболее способны выполнить эту функцию – это проект «Талимарджанская ТЭЦ-I» на 800 МВт в Узбекистане и проект «Бишкекская ТЭЦ-II» на 400 МВт в Кыргызской Республике. Проект «Сангтудинская ГЭС» на 670 МВт в Таджикистане также имеет потенциал для удовлетворения спроса в зимнее время.
11. Рост межрегиональной торговли электроэнергией также принесет следующие выгоды:
- i. Это позволит отдельным странам удовлетворить будущий спрос по меньшей стоимости, чем если бы они полностью полагались только на свои собственные ресурсы.

- ii. Страны могли бы оптимизировать свои затраты на сезонной основе, пользуясь преимуществом, предоставляемым возможностями внутри региональной торговли. Например, Казахстан и Узбекистан могли бы получить выгоду, импортируя гидроэнергию существующих ГЭС в летнее время и приостановив выработку на собственных тепловых электростанциях. Это имело бы выгоды снабжения электроэнергией по более низким затратам, экономии топливных ресурсов, и сокращения выбросов углеводородов, и, таким образом, создания потенциала для получения выгоды от торговли выбросами.

12. При этом рост внутри региональной торговли потребует определенных инвестиций в линии электропередач, таких как казахская линия электропередач Север-Юг (которая также будет поддерживать экспорт в Россию). Это, кроме того, потребует внедрения ряда институциональных реформ, включая:

- i. Переговоры по обновленным соглашениям для регулирования торговли электроэнергией между странами. Скорее всего, это будут двусторонние соглашения. Однако, если все эти соглашения будут основаны на последовательных принципах, они будут способствовать росту внутри региональной торговли. Аспекты, которые должны рассматривать эти соглашения, включают юридические и стратегические условия для доступа третьих сторон к системам электропередач и механизмы ценообразования за передачу электроэнергии.
- ii. Повышение прозрачности в секторе энергетики в различных странах, является важным предварительным условием для принятия информированных решений относительно возможностей торговли электроэнергией.
- iii. Тщательная координация между управлением водными ресурсами и управлением электроэнергетическими ресурсами будет являться важной составляющей для эффективной внутри региональной торговли электроэнергией.

ЦАР решили создать Водно-энергетический консорциум (ВЭК) в рамках Центрально-азиатской организации сотрудничества (ЦАОС) для предоставления институциональных рамок и, в конечном счете, юридических рамок для решения этих вопросов. Ключевой первый шаг заключается в том, чтобы члены ЦАОС урегулировали различные взгляды относительно роли ВЭК, которые имеются в настоящее время у каждой страны.

Экспортные рынки за пределами региона

13. Афганистан, Пакистан, Иран, Китай и Россия – все эти страны являются потенциальными рынками для электроэнергии, вырабатываемой в Центральной Азии. Однако существуют определенные сложности, которые необходимо преодолеть для того, чтобы получить доступ на эти рынки.

14. В настоящее время **Афганистан** сталкивается с серьезной нехваткой электроэнергии. Он имеет небольшие мощности по выработке энергии и не обладает достаточными ресурсами для строительства новых мощностей. Импорт электроэнергии представляет собой решение ближайшего будущего для удовлетворения спроса на электроэнергию. Однако, отсутствие у страны ресурсов также означает трудности в оплате за импорт электроэнергии. Поэтому, в то время как можно ожидать осуществление определенной торговой деятельности между Центральной Азией и Афганистаном, маловероятно, что эта страна будет представлять собой значительный рынок для центрально-азиатского экспорта.

15. Прогнозируется, что **Пакистан** будет переживать нехватку в электроэнергии. Импорт может представлять собой наименее затратный вариант для удовлетворения будущего спроса. Особого внимания заслуживает тот факт, что Пакистан переживает пиковую нагрузку в летнее время, когда в Центральной Азии имеются существенные излишки вырабатываемой электроэнергии. Однако, для того, чтобы выйти на рынок Пакистана, необходимо построить 500-кВ линию электропередач. Пакистан выразил значительную заинтересованность в обеспечении доступа к электроэнергии из Центральной Азии, и, в конечном итоге, это возможно поможет мобилизовать финансирование, необходимое для строительства линии электропередач через Афганистан. Но строительство такой линии является ключевым препятствием, которое необходимо будет преодолеть.

16. **Иран** сталкивается с нехваткой электроэнергии в летнее время. Он закупает определенные объемы электроэнергии у Туркменистана, но также может иметь заинтересованность в поставках из других стран Центральной Азии. При этом для того, чтобы получить доступ на иранский рынок, такие поставки должны осуществляться транзитом через Афганистан или Туркменистан и Узбекистан.

17. В настоящее время **Китай** испытывает серьезную нехватку в электроэнергии, и электроэнергия Центральной Азии имеет потенциал для того, чтобы стать вариантом недорогого импорта для удовлетворения спроса в Урумчинской области провинции Синьцзянь. При этом основной рост спроса будет наблюдаться в населенных центрах на восточном побережье Китая, где большие расстояния для передачи электроэнергии из Центральной Азии представляют собой проблему.

18. **Россия** имеет заинтересованность в обеспечении равномерной работы (балансировке) своей системы на границе с Центральной Азией (т.е. на границе с Казахстаном). Она также рассматривает Центральную Азию в качестве потенциального источника недорогих поставок электроэнергии, что может оказать поддержку ее амбициозных планов по расширению экспорта электроэнергии в Европу. В Казахстане строится 500-кВ линия электропередач Север-Юг. В дополнение к поддержке внутри региональной торговли данная линия электропередач может быть использована для передачи электроэнергии из Кыргызской Республики, Таджикистана и Казахстана в Россию. РАО «ЕЭС России» выразило особую заинтересованность в обеспечении доступа к поставкам электроэнергии из Центральной Азии и приняла конкретные обязательства перед Таджикистаном в отношении проекта Сангтудинской ГЭС-1.

Потенциальный доступ на эти рынки

19. В Центральной Азии был определен ряд новых проектов по выработке электроэнергии, которые уже разработаны до того этапа, когда может быть начато их строительство. В действительности, некоторые из этих проектов частично уже завершены. Например, строительство в рамках гидроэнергетических проектов Камбарата в Кыргызской Республике и Сангтуда-I и Рогун в Таджикистане осуществлялось в советское время. Однако после распада Советского Союза строительство по этим проектам было приостановлено.

20. В то время как проекты, такие как «Талимарджанская ТЭЦ-I» в Узбекистане и «Бишкекская ТЭЦ-II» в Кыргызской Республике могут быть осуществлены на основе прогнозируемого спроса внутри Центральной Азии, экономическая жизнеспособность большинства обозначенных проектов зависит от обеспечения гарантированного доступа значительной части производимой ими электроэнергии на рынки, за пределами самого центрально-азиатского региона. Доступ к этим рынкам, скорее всего, будет определяться спросом.

21. Таблица ES3 обобщает экономические и финансовые затраты на электроэнергию от следующих проектов⁵:

Таблица ES 3: Затраты на выработку по вариантам						
No.	Страна	Варианты выработки	Мощность в МВт	Экономические затраты /кВтч в центах	Финансовые затраты /кВтч в центах	Порядок
1	Узбекистан	Проект Талимарджанская ГРЭС I	800	1,68	1,75	1
2		Проект Талимарджанская ГРЭС II	2 400	2,76	2,92	5
3	Кыргызская Республика	Проект Бишкекская ТЭЦ II	400	2,55	2,67	4
4		Проект Камбаратинская ГЭС I	1 900	7,17	8,54	9
5		Проект Камбаратинская ГЭС II	360	3,72	3,95	7
6	Таджикистан	Проект Сангтудинская ГЭС	670	1,97	2,44	2
7		Проект Рогунская ГЭС Фаза I	1 200	2,46	2,91	3
8		Проект Рогунская ГЭС Фазы I и II	3 600	2,83	3,24	6
9	Казахстан	Проект новой Экибастузской ТЭЦ	1 000	4,54	5,05	8

Источник: анализ Всемирного Банка

22. Все эти проекты, за исключением Камбарата-I и нового проекта Экибастуз, частично построены – Талимарджанская ГРЭС находится на самом продвинутом этапе, а Камбарата-II отстает больше всех. Эти проекты имеют преимущество в том, что нужно возместить только дополнительные затраты, которые необходимы для завершения строительства, и нет необходимости выплачивать предыдущие обязательства, связанные с данными проектами.

⁵ Данные расчеты произведены, используя набор допущений базового сценария. Чувствительность рассматривается в основном тексте отчета.

23. После добавления затрат на передачу, большинство из этих проектов будут конкурентными на выявленных экспортных рынках. Явным исключением является Камбарата-I. Сравнение маргинальных затрат на выработку и прогнозируемых импортных затрат (основанных на финансовых затратах проектов и линий передач) на различных рынках приведено в Таблице ES4.

Таблица ES 4: Маргинальные затраты на выработку на целевых рынках против затрат на импорт (цент/кВтч)				
Целевые рынки	Маргинальные затраты на выработку на целевом рынке	Варианты поставок	Затраты на передачу	Общая стоимость доставленной импортируемой эл-ии на целевом рынке
Афганистан	3,7	Сангтуда, Рогун I, Талимарджан I и II	0,51	2,26 – 3,43
Иран	3,6	Сангтуда, Рогун I, Талимарджан I и II	0,54	2,29 – 3,46
Пакистан	5,6	Сангтуда, Рогун, Талимарджан I и II, Камбарата II	0,51	2,26 – 3,75
Китай	3,6	Сангтуда, Талимарджан I	0,72	2,47 – 3,16
Россия	3,0	Сангтуда, Талимарджан I	0,55	2,30 – 2,99

Источник: анализ Всемирного Банка

24. В то время как центрально-азиатские поставки будут конкурентными на этих рынках по затратам, преимущество с точки зрения затрат не является огромным. Торговля электроэнергией является более политически чувствительной, чем обычная торговля, так как поставки электроэнергии зачастую рассматриваются в качестве аспекта национальной безопасности. Кроме того, торговля значительными объемами электроэнергии требует долгосрочных обязательств и четкого понимания импортирующими странами того, что на поставщика можно положиться с точки зрения исполнения его обязательств. Уровень торговли, который оправдывает строительство крупных сооружений для обслуживания экспортных рынков, и связанное с этим предоставление капитала, будут зависеть от устранения озабоченности по поводу надежности поставок со стороны импортирующих стран, и связанного с этим убеждения, что политический климат и бизнес среда в экспортирующих странах являются стабильными.

25. Поэтому, скорее всего, торговля на рынках, выходящих за пределы самого центрально-азиатского региона, первоначально будет ограничиваться сезонной торговлей в небольших объемах. При этом, по мере того, как торговля электроэнергией наберет положительный опыт, потенциал для ее расширения увеличится. Соответственно, центрально-азиатские поставщики электроэнергии должны подойти к вопросу расширения экспорта с пониманием того, что на значительное увеличение уровня экспорта уйдет определенное время, и поэтому им нужно концентрировать усилия на задаче поэтапного перехода к этой более долгосрочной цели.

ГЛАВА I: ВВЕДЕНИЕ

1.01 Центральные-Азиатские Республики (ЦАР), включающие Казахстан, Кыргызскую Республику, Таджикистан и Узбекистан обладают значительными энергетическими ресурсами. Однако, как указано в Таблице 1.1 существует значительная разница в конкретных ресурсах. В то время как Казахстан, Узбекистан и Туркменистан имеют значительные мировые запасы ископаемого топлива, Кыргызская Республика и Таджикистан имеют ограниченный доступ к этим ресурсам, но обладают значительными водными ресурсами.

Таблица 1. 1: Основные Энергетические Ресурсы в Центральной Азии

Запасы ископаемого топлива	Единица	Казахстан	Кырг Республика	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан	Всего
Сырая нефть	МТНЭ	1,100	5.5	1.7	75	82	1,264.20
Природный газ	МТНЭ	1,500	5	5	2,252	1,476	5,238
Уголь	МТНЭ	24,300	580	500	Insignificant	2,851	28,231
Всего	МТНЭ	26,900	591	507	2,327	4,409	34,734
% от общего		77.4	1.7	1.5	6.7	12.7	100
Гидропотенциал	ГВтч/год	27,000	163,000	317,000	2,000	15,000	524,000
	МТНЭ/год	2.3	14	27.3	0.2	1.3	45.1
% от общего		5.2	31.1	60.5	0.4	2.9	100

1.02 Инфраструктура энергетического и водного секторов, доставшаяся в наследство этим странам отражает региональный подход, который использовался центральными планировщиками Советского Союза. Это инфраструктура подразумевала обмен водными и энергетическими ресурсами через административные границы, которые с тех пор стали национальными границами. Дизайн инфраструктуры отражает нужды внутри региона.

1.03 Система управления водными ресурсами была спроектирована в основном как ирригационная система, выработка электроэнергии была включена как сопутствующий продукт. Затем были спроектированы энергетические системы с учетом месторасположения различных энергетических ресурсов, основные элементы системы включают в себя следующие:

- Система передачи электроэнергии Центральной Азии была спроектирована как региональная сеть, использующая экспорт гидроэнергии из Кыргызской Республики и Таджикистана и позволяющая энергообмен между странами. Диспетчерский центр этой системы был и по сей день находится в Узбекистане.
- Система газопроводов была спроектирована таким образом, чтобы поставлять газ в южную часть Казахстана, в Кыргызскую Республику и Таджикистан из Туркменистана и Узбекистана.
- Нефтеперерабатывающие заводы расположены в странах-производителях нефти – Казахстане, Узбекистане и Туркменистане, а продукты переработки отправлялись в Кыргызскую Республику и Таджикистан.
- Потребление угля в основном зависело от местного наличия угля и возможности использования железной дороги для транспортировки угля.

1.04 Ко времени распада Советского Союза в Центрально-Азиатских республиках осуществлялось строительство ряда проектов по выработке электроэнергии. Они включали в себя такие крупные гидроэнергопроекты как Рогун и Сангтуда в Таджикистане и, в меньшей степени, Камбарата в Кыргызской Республике. Кроме того, были сделаны инвестиции в ряд крупных тепловых станций, таких как Талимарджан в Узбекистане, Экибастуз в Казахстане и вторая комбинированная теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) в Кыргызской Республике.

1.05 С распадом Советского Союза, эти страны унаследовали обширные энергетические системы, которые были спроектированы для функционирования на региональной основе, они также унаследовали значительную частично построенную инфраструктуру, которая тоже была основана на продолжении регионального подхода по управлению энергетическими и водными вопросами. В то время каждая страна столкнулась с необходимостью установления формальных отношений по торговле энергоресурсами и обменам водой с другими странами в регионе. Кроме того, странам пришлось взять на себя ответственность по эксплуатации и ремонту инфраструктуры внутри стран, определению оптимальных средств для финансирования и строительства новых объектов, которые необходимы для поддержания водного и энергетического секторов в регионе в долгосрочной перспективе (после 2020 года).

1.06 Главным последствием новой среды, которая возникла после распада Советского Союза, стало движение по достижению энергетической самодостаточности в урон региональной совместной деятельности.

1.07 Все страны, за исключением, возможно, Казахстана (который смог привлечь значительное участие частного сектора) были заинтересованы в том, чтобы Банк и другие многосторонние/двусторонние финансовые организации помогли им профинансировать расширение вырабатывающих мощностей, включая некоторые из выше упомянутых проектов, строительство которых было начато ко времени распада Советского Союза. При этом эти запросы были сделаны в контексте национальной самодостаточности, преследуемой ЦАР. Мнение Банка заключается в том, что все эти крупные проекты будут осуществимы только в контексте: (а) значительного роста торговли электроэнергией, как в рамках ЦАР, так и на внешних рынках электроэнергии; (b) значительного роста регионального сотрудничества среди прибрежных государств по течению рек, на которых будут расположены такие проекты; (c) принятия инновационных мер по структурному созданию органов, которые будут строить, владеть и эксплуатировать эти активы; и (d) серьезной работы по привлечению частных иностранных инвестиций, особенно в том контексте, что большинство из этих стран уже имеют высокие уровни задолженности.

1.08 В последнее время отмечалось все большее признание потребности в региональном сотрудничестве среди стран в различных секторах, таких как энергетика, водные ресурсы, транспорт, продовольственная безопасность. Формирование Организации Центрально-Азиатского Сотрудничества (ОЦАС) в 2002 году под руководством Совета Глав Государств четырех этих стран⁶ для этой цели является четкой демонстрацией важности, которую они придают продвижению такого сотрудничества. В письме от 8 сентября 2003 года Президент Казахстана от имени всех четырех глав государств подтвердил намерение стран развивать

⁶ Туркменистан не является членом ОЦАС. С мая 2003 года он не является частью Центрально-Азиатской Энергетической Системы, и осуществляет операционную деятельность в режиме «острова». Поэтому данное Исследование не охватывает Туркменистан, и в основном рассматривает только оставшиеся четыре страны.

региональное сотрудничество в выше указанных областях и пригласил Банк взять на себя руководящую роль в оказании помощи по созданию Водно-Энергетического Консорциума, двоякая задача которого заключается в обеспечении совместного использования водных ресурсов и улучшении внутренней торговли и экспорта электроэнергии.

1.09 Банк, тесно работая с другими многосторонними и двусторонними финансовыми организациями (известными также как Партнеры по Развитию) предпринял двусторонний подход. Первое направление нацелено на краткосрочную задачу разрешения проблем, вызванных взаимосвязью водных и энергетических ресурсов, посредством достижения многостороннего согласия по ряду мер для усовершенствования рамочного Соглашения 1998 года. Ключевые рекомендации содержатся в отчете Всемирного Банка по Взаимосвязи Водных и Энергетических Ресурсов в Центральной Азии, который был распространен правительствам четырех стран до проведения консультаций в начале этого года. Детальные выводы этой работы представлены в Главе III.

1.10 Второе направление рассматривает более долгосрочные меры, включая подготовку данного Исследования Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии, продолжение работы совместно с Партнерами по Развитию по продвижению реформ энергетического и водохозяйственного секторов, оценку инвестиционных требований для основных проектов и изучение способов для вовлечения России в процесс регионального сотрудничества.

1.11 Центрально-азиатские республики попросили Всемирный Банк помочь определить потенциал для экспорта электроэнергии за пределы региона, а также выявить препятствия, которые необходимо устранить, чтобы реализовать такой потенциал. При этом странам также необходимо оценить, как наилучшим образом удовлетворить свои будущие потребности в электроэнергии. Поэтому данное исследование рассматривает (а) варианты для удовлетворения будущего спроса на энергоресурсы в регионе; (b) потенциальный масштаб и месторасположение экспортных рынков за пределами региона, и (c) перспективы по получению доступа на эти рынки.

1.12 Оставшаяся часть данного Исследования посвящена: обзору текущего состояния электрических систем в каждой ЦАР (Глава III); оценке долгосрочного (20-летнего) спроса на электроэнергию и имеющиеся варианты энергоснабжения для каждой республики, и соответственно для региона (Глава IV); глубокой оценке крупных проектов, которые представляют собой значительную часть вариантов энергоснабжения, и определению в широком смысле затрат на передачу электроэнергии, необходимых для выхода на целевые рынки (Глава V); обзору возможных экспортных рынков для центрально-азиатской электроэнергии (Глава VI); определению институциональной основы для стран, чтобы осуществлять более скоординированное и интегрированное развитие их энергетических ресурсов и использование водных ресурсов (Глава VII); прояснению выгод, и что еще более важно, рисков, которые необходимо преодолеть странам, а также дальнейшее направление для реализации потенциала (Глава VIII).

ГЛАВА II: ВЗАИМОСВЯЗЬ ВОДНЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В БАССЕЙНЕ РЕКИ СЫР-ДАРЬЯ

2.01 Отчет Банка «Взаимосвязь водных и энергетических ресурсов в Центральной Азии», фокусируя внимание на бассейне реки Сырдарья, дополняет значительный объем работы, которая была проделана ранее в рамках проекта «Аральское море – управление водными ресурсами и окружающей средой». Его ключевые результаты и рекомендации обобщены во Врезке 2.1.

Врезка 2. 1: Краткое резюме результатов Отчета ВВЭРЦА

Токтогульское водохранилище в Кыргызской Республике было спроектировано во времена Советского Союза в качестве многолетнего хранилища, чтобы иметь возможность аккумулировать притоки воды в дождливые годы для их использования для ирригационных целей в странах, расположенных вниз по течению, в нормальные или засушливые годы. Эксплуатационный режим, ориентированный на ирригацию, предусматривал спуск 75 % от ежегодного спуска воды из водохранилища в летние месяцы и ограничение спусков в зимний период до 25 % от ежегодного спуска. Выработка электроэнергии следовала после ирригационного режима, а излишняя произведенная электроэнергия в летнее время подавалась в Центрально-Азиатскую Энергетическую Систему для ее использования в Казахстане и Узбекистане, а зимний дефицит электроэнергии в Кыргызской Республике покрывался за счет поставок топлива из Узбекистана и Казахстана, необходимого для выработки тепла и электричества.

После распада Советского Союза, и после того, как эти страны стали независимыми, данные договоренности оказались под угрозой срыва. Токтогульское водохранилище стало все больше использоваться, чтобы удовлетворить энергетические потребности Кыргызской Республики, таким образом, сокращая летние спуски и увеличивая зимние спуски воды, что вызывало ирригационные проблемы в летнее время и проблемы затопления в зимнее время в странах, расположенных внизу по течению. Чтобы смягчить эту проблему, было заключено Рамочное Соглашение 1998 года между прибрежными странами, расположенными сверху и внизу по течению, чтобы первые получили компенсацию от последних за услуги по ежегодному и многолетнему хранению воды посредством покупки излишнего электричества в летнее время от Кыргызской Республики и поставки горючего топлива, необходимого для потребностей Кыргызстана в зимнее время. Фактически на практике ежегодные соглашения, заключаемые в рамках данной договоренности, оказались неудовлетворительными и трудными с точки зрения обеспечения их исполнения.

В рамках отчета Банка ВВЭРЦА проведен экономический анализ, который продемонстрировал, что чистые выгоды в бассейне реки Сырдарья существенно выше при ирригационном режиме эксплуатации водохранилища (т.е. минимально 6 млрд. куб. м. спускаемой воды в летнее время и максимум 3 млрд. куб. м. спускаемой воды в зимнее время), чем при энергетическом режиме (т.е. более низкие попуски в летнее время и более высокие попуски в зимнее время). В то время как анализ признает основной вклад Рамочного Соглашения при попытке сохранить здоровый режим эксплуатации водохранилища, он указывает на ключевые области, в которых Рамочное Соглашение должно быть усовершенствовано, чтобы обеспечить его лучшую реализацию. Они включают: (а) необходимость однозначно оплачивать за услуги по хранению воды наличными; (б) необходимость использовать скорее многолетние, а не ежегодные перспективы, чтобы учитывать необычайно засушливые или дождливые годы, а также и нормальные годы; (с) необходимость разделить пакет компенсаций за услуги по хранению воды на фиксированный и переменный компоненты; (d) необходимость связать фиксированную часть компенсаций со стоимостью горючего топлива, необходимого Кыргызстану в зимние месяцы; и (е) необходимость в создании механизма мониторинга и гарантий, чтобы обеспечить соблюдение согласованных обязательств.

Далее, Исследование выделило области, требующие институционального усовершенствования, чтобы обеспечить более эффективное координирование, регулирование, мониторинг и приведение в действие соглашений по водным и энергетическим ресурсам.

2.02 Данный отчет обсуждался на конференции Партнеров по Развитию, проведенной в феврале 2004 года. После этой конференции в марте 2004 года Банк провел консультации с

ЦАР, чтобы определить ключевые области, которые требуют дополнительной работы, и достичь консенсуса между вовлеченными сторонами.

2.03 Консультации со странами выявили, что каждая прибрежная страна придерживается отличной позиции в отношении эксплуатации Нарынского каскада и бассейна реки Сырдарья:

- Кыргызская Республика считает, что воду необходимо продавать странам, расположенным вниз по течению, и приняла национальное законодательство по продаже воды другим странам.
- Таджикистан, хотя и признает, что его роль невелика, тем не менее, рассматривает эту роль как критически важную для сбалансированной эксплуатации всех сооружений бассейна.
- Узбекистан считает, что решения должны быть основаны на «международных юридических рамках по трансграничным водам», таких как Хельсинское Соглашение, в сущности, подразумевая, что механизмы компенсации в Рамочном Соглашении 1998 года, особенно их монетизация, не являются приемлемыми.
- Узбекистан также выступает за строительство структур повторного регулирования вниз по течению на своих территориях, чтобы обеспечить поставки ирригационной воды и уменьшить зависимость от других стран, особенно Кыргызской Республики, в отношении эксплуатации Токтогульского водохранилища.
- В настоящее время у Казахстана нет каких-либо твердых планов по строительству структур повторного регулирования на своей территории, но он не исключает такой вариант.
- Государства, расположенные вниз по течению (Узбекистан и Казахстан), подчеркнули структурный дефицит электроснабжения в Кыргызской Республике в зимнее время, что, скорее всего, заставит ее не исполнять Соглашение 1998 года, даже если страны, расположенные вниз по течению, будут полностью соблюдать его.

2.04 Помимо этого, совсем недавно, страны, расположенные вниз по течению, инициировали следующую деятельность, которая изменила параметры для эксплуатации Токтогульского водохранилища:

- Казахстан активизировал работы по увеличению пропускной способности реки Сырдарья, чтобы пропускать потоки в северную часть Аральского моря в зимнее время.
- В это время Узбекистан активизировал деятельность для увеличения объема своего водорегулирующего водохранилища, расположенного вниз по течению, в Ферганской долине.⁷ Завершение строительства на этом водохранилище может обеспечить дополнительное хранение около 2 млрд. куб. м. воды внизу по течению, и оно может принять эквивалентный дополнительный выброс с Токтогульского

⁷ Узбекистан продолжает работу над проектированием нового водохранилища {Карамансайское водохранилище мощностью 0,690 млрд. куб. м.}, и также продолжает строительство Разаксайского (0,650-0,750 млрд. куб. м.) и Кангкулсайского (0,3 млрд. куб. м.) водохранилищ в дополнение к существующему водохранилищу объемом 0.8 млрд. куб. м. в Арнасайской впадине.

водохранилища в зимнее время, и в последующем выпустить такой же объем воды снова в летнее время для ирригационных целей вниз по течению.

- Более того, усиливается безопасность Кайракумской и Шардарьинской дамб, что позволит обеспечить лучшее повторное регулирование воды на этих сооружениях, в то время как текущее использование имеющейся воды в зимнее время вниз по течению для выщелачивания и выращивания озимых также помогает принять больший объем сбросов воды, поступающей в зимнее время сверху по течению.
- Большие запасы подземных вод в Ферганской долине также предоставляют возможности увеличить поставки ирригационной воды в летнее время за счет разработки подземных вод на устойчивой основе.

2.05 В то же время недавно проведенный гидрологический анализ, подготовленный USAID, дает основание предположить, что средние ежегодные притоки в Токтогульское водохранилище составляют около 12 миллиардов кубических метров (МКМ). Последствием деятельности, проводимой странами, расположенными вниз по течению, является то, что, используя выгоду от улучшенных мощностей для хранения и пропускной способности вниз по течению, Токтогульское водохранилище может эксплуатироваться в рамках **модифицированного ирригационного режима**, таким образом, увеличивая объемы спуска воды в зимнее время для выработки электроэнергии для Кыргызской Республики, не ставя под угрозу поставки ирригационной воды в летнее время. Принимая во внимание сезонные колебания и оптимальные уровни водохранилища для выработки электроэнергии, спуски воды в зимнее время в объеме около 4.5 МКМ считаются приемлемыми.

2.06 **Удовлетворение энергетического дефицита Кыргызской Республики** в зимнее время является ключом для преодоления существующих проблем, вызываемых взаимосвязью водных и энергетических ресурсов. Дополнительный спуск 1,5 МКМ покрывает примерно половину существующего энергетического дефицита в зимний период, в то время как экономия от достижения от энергоэффективности при передаче и распределении могут реально покрыть еще 20 % от дефицита зимнего периода. Чтобы восполнить оставшуюся недостачу электроэнергии зимнего периода, одним из наиболее экономичных и наиболее быстрых вариантов будет инвестирование в дополнительные 400-МВт мощности для выработки электроэнергии в Бишкеке за счет завершения частично построенной Бишкекской ТЭЦ II (обсуждается в Главах IV и V). Это позволит энергетической системе Кыргызстана производить излишек электроэнергии, как зимой, так и летом до 2010 года; а вместе с деятельностью по сокращению потерь и модифицированной ирригационной эксплуатацией Токтогульского водохранилища, она сможет удовлетворять спрос на электроэнергию в Кыргызской Республике круглый год до 2020 года.

2.07 Пересмотренные основы сотрудничества по бассейну реки Сырдарья подразумевают **рост торговли электроэнергией в краткосрочной перспективе**. Торговля электроэнергией осуществлялась бы на коммерческой основе (т.е. не будет привязана к спускам воды) и по ценам, определяемым по рыночным принципам. В дополнение к возможностям торговли внутри ЦАР, Россия фактически стала серьезным импортером центрально-азиатской электроэнергии, особенно более дешевых гидроэнергетических ресурсов из Кыргызской Республики и Таджикистана (и она обменивается электричеством с северным Казахстаном уже в течение нескольких лет). Чтобы сделать такую торговлю возможной, в частности с Россией, необходимо завершить строительство северо-южной линии передач в Казахстане, и что одинаково важно, получить доступ к сетям передачи в Узбекистане и Казахстане для Кыргызской Республики и Таджикистана.

А. Пересмотренный подход Банка и его Партнеров по Развитию

2.08 Принимая во внимание вышеупомянутые изменения и события, подход для Банка и его Партнеров по Развитию должен оставаться тем же в отношении долгосрочной перспективы, т.е. мобилизация донорской поддержки и ресурсов, чтобы помочь Центрально-Азиатским странам развивать их энергетические ресурсы на устойчивой основе. При этом необходимо изменить стратегию в отношении краткосрочной перспективы. Вместо ранее планируемой деятельности по достижению между странами многостороннего консенсуса и контрактных договоренностей по всем областям, внимание должно быть направлено на работу по урегулированию институциональных, управленческих и финансовых проблемных аспектов, относящихся к энергетическим и водным ресурсам *на национальном уровне* и способствовать *межгосударственному* сотрудничеству по совместному использованию водных ресурсов и обмену энергетическими ресурсами между прибрежными государствами Сырдарьи. Такой подход будет включать три компонента:

- a) ***Работа с индивидуальными странами по решению вопросов управления энергетическими и водными ресурсами.*** Это уже является компонентом Стратегии Помощи Странам Всемирного Банка. Конкретные аспекты, связанные с водно-энергетическим сотрудничеством включают: (i) сокращение потерь электроэнергии во всех четырех странах за счет усиления и реабилитации передающих и особенно распределительных сетей; и (ii) увеличение разработки подземных вод в Ферганской долине в Узбекистане и в Таджикистане, наряду с улучшением безопасности Кайракумского водохранилища и усовершенствованием его мощностей повторного регулирования. Также непрерывная поддержка усовершенствования пропускной способности реки Сырдарьи, усовершенствование Шардарьинской дамбы, дельтовых озер, и северной части Аральского моря, и усовершенствование ирригационных и дренажных систем в каждой стране будут улучшать эффективность использования водных ресурсов.
- b) ***Работа с Казахстаном, Кыргызской Республикой и Таджикистаном по улучшению энергетического сотрудничества между тремя странами.*** В дополнение к предоставлению аналитической поддержки, необходимо разрабатывать варианты финансирования для устранения энергетического дефицита в зимнее время в Кыргызской Республике и усиления сети передачи электроэнергии в Казахстане. В частности, необходимо рассмотреть: (i) завершение частично построенной Бишкекской ТЭЦ II, которая потенциально может экспортировать излишки электроэнергии в Россию во время не пиковых сезонов в Кыргызстане; и (ii) строительство второй фазы 500-кВ северо-южной линии передач в Казахстане, которая необходима с точки зрения потоков нагрузки, стабильности системы и облегчения передачи экспортной электроэнергии в Россию.
- c) ***Работа со всеми странами с целью анализа долгосрочного энергетического потенциала, предоставления международного опыта водно-энергетического сотрудничества и с целью усовершенствования планов эксплуатации Токтогульского водохранилища.*** Всемирный Банк уже предложил институциональную структуру для создания Водно-Энергетического Консорциума (ВЭК) рабочей группе, рассматривающей данный вопрос в рамках Организации Центрально-Азиатского Сотрудничества (ОЦАС). После ее утверждения главами

государств ОЦАС необходимо мобилизовать дальнейшую поддержку для создания ВЭК, включая техническую помощь и финансирование для выработки консенсуса. Техническая помощь может включать в себя предоставление дальнейших консультаций по институциональным и юридическим рамкам Консорциума, обучение и предоставление мест встреч для продолжения диалога по Консорциуму, изменение правил эксплуатации Токтогульского водохранилища, а также дальнейшее расширение анализа регионального спроса на энергоресурсы, варианты для расширения региональной энергетической сети, и, как результат, улучшение регионального экспортного потенциала посредством конкретных инвестиционных проектов.

2.09 Банк и Партнеры по Развитию должны всесторонне рассмотреть взгляды всех прибрежных государств, а также вовлечь Россию в диалог для обеспечения синергии между выше упомянутой деятельностью и осуществляемыми соответствующими инициативами, поддерживаемыми Россией.

В. Исследование регионального потенциала экспорта электроэнергии

2.10 Настоящее Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии (ИРПЭЭ) является частью подходов Банка в рамках краткосрочной и долгосрочной помощи, рассмотренной выше. Как таковое, данное изучение является вторым (после Исследования Взаимосвязи Водных и Энергетических Ресурсов) в серии инициатив Региональной Экономической и Секторальной Работы (РЭСР), осуществляемых Банком, чтобы помочь ЦАР а разработке регионального подхода к решению задач по развитию.

ГЛАВА III: ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА В РЕСПУБЛИКАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

А. Характеристики электроэнергетической системы

3.01 Электрические системы в Кыргызской Республике, Таджикистане, Узбекистане и Южном Казахстане были разработаны и оптимизированы в виде объединенной системы во времена Советского Союза в качестве Центрально-Азиатской Электроэнергетической Системы (ЦАЭС), которая даже в настоящее время эксплуатируется как синхронизированная система.⁸ Подробности электроэнергетического сектора в каждой из четырех стран⁹ в ЦАЭС представлены в Приложении 3.1.

3.02 **Мощность и выработка.** Мощность и выработка энергетических секторов Центрально-азиатских республик кратко приведены в Таблице 3.1. Стоит отметить два момента. Во-первых, чистый экспорт региона составил 150 ГВтч. Во-вторых, хотя общие поставки на внутренний рынок составили 134,445 ГВтч, выставленные счета внутренним потребителям ЦАЭС составили только 97,984 ГВтч, что означает средние общие потери системы в 27%.

Таблица 3.1: Установленные мощности и баланс электроснабжения/потребления в Центрально-Азиатских Республиках в 2002 году					
Пункт	Кыргызская Республика	Таджикистан	Узбекистан	Казахстан	Итого
Установленная мощность ГЭС (МВт)	2,950	4,059	1,710	2,000	10,719
Установленная мощность ТЭЦ (МВт)	763	346	9,870	16,240	27,219
Общая установленная мощность (МВт)	3,713	4,405	11,580	18,240	37,938
Располагаемая мощность (МВт)	Около 3 100	3,428	7,800	13,840	25,068
Пиковая нагрузка (МВт)	2,687	2,901	7,925	9,432	
Выработка ГЭС (ГВтч)	10,778	15,086	7,278	8,861	42,003
Выработка ТЭЦ (ГВтч)	1,115	138	42,021	49,317	92,591
Общая выработка (ГВтч)	11,893	15,224	49,299	58,178	134,594
Экспорт (ГВтч)	1,216	266	634	595	2,711
Импорт (ГВтч)	430	1,058	609	464	2,561
Валовое электроснабжение на внутренний рынок (ГВтч)	11,107	16,016	49,274	58,048	134,445
Ежегодная товарная продукция на внутренний рынок (ГВтч)	6,836	12,988	38,112	40,053	97,989

3.03 Арифметическая сумма пиков нагрузки составляла в 2002 году 22 945 МВт. Несмотря на то, что общая установленная мощность на 40% выше, чем пиковая нагрузка,

⁸ Электроэнергетическая система Туркменистана также была в составе ЦАЭС с дней Советского периода. Однако с мая 2003 года Туркменистан работает в островном режиме по отношению к ЦАЭС, эксплуатируется параллельно с Иранской электроэнергетической системой и экспортирует электроэнергию в Иран. Причина действия Туркменистана не понятна, поскольку экспорт в Иран может осуществляться даже без подобной изоляции от ЦАЭС.

⁹ В дальнейшем по тексту Центрально-Азиатские Республики и ЦАЭС не включают Туркменистан

электроснабжение во всех странах, и особенно в Кыргызской Республике и Таджикистане остается ненадежным ввиду низкой располагаемой мощности тепловых станций, сезонных колебаний водных стоков в реках, ограничений по эксплуатации водохранилищ, связанных с ирригационной потребностью, а также сезонных изменений в электропотреблении. Испытывается острый дефицит в электроснабжении зимой (с октября по март), особенно в Таджикистане.

3.04 Сезонность электропотребления. Как показано в Таблице 3.2, ЦАЭС в целом является системой зимних пиков, в которой 56% от общего потребления происходит в зимнее время. В Казахстане и Кыргызской Республике ежегодный пик приходится на зиму, который намного выше по сравнению с их летним пиком. Потребляемая зимой электроэнергия в Кыргызской Республике и Казахстане примерно составляет 67% и 60% от их ежегодного потребления электроэнергии. В Кыргызской Республике это вызвано высокой долей потребления населением и использованием электроэнергии для отопления домохозяйств, большинство из которых не имеет доступа к газовой системе или надежному газоснабжению. Зимний дефицит в Южном Казахстане вызван ограничениями перетоков мощности из Северного Казахстана, и отсутствием экспортируемых излишков из Таджикистана и Кыргызской Республики в зимнее время.

Таблица 3.2: Сезонность электропотребления в ЦАР в 2002 году					
Пункт	Кыргызская Республика	Таджикистан	Узбекистан	Казахстан	Итого
Доля потребления в летнее время (%)	33	57	47	40	44
Доля потребления в зимнее время (%)	67	43	53	60	56

3.05 Кривые ежегодного потребления Узбекистана и Таджикистана относительно ровные, так как летние нагрузки ирригационных насосов в этих двух странах балансируют тепловые нагрузки в зимнее время. В Узбекистане наличие газоснабжения в большинстве районов обеспечивает то, что зимнее электропотребление значительно не повышается. Кроме этого в Таджикистане увеличение летнего потребления по сравнению с зимним связано с производством алюминия.

3.06 Тенденции электрического рынка и структура потребления. Ввиду распада Советского Союза и случившегося экономического смятения, электропотребление и выработка в ЦАЭС значительно сократились в 1990-1998 годах и все еще не восстановились до прежнего уровня, существовавшего в 1990 году. Более важно, промышленное потребление сократилось, а доля потребления населением в общем потреблении значительно увеличилась, особенно в Таджикистане и Кыргызской Республике. Это привело к недостаточной загрузке некоторых высоковольтных линий (ВН) и перегрузке низковольтных (НН) линий и системы распределения, приводя к высокому уровню технических потерь и ненадежности снабжения. В Кыргызской Республике потребление населением в целом составляло 58% от общего потребления в 2003 году. В Таджикистане государственный алюминеплавильный завод ТАДАЗ потребляет около трети всей электроэнергии, а из оставшейся части практически половина потребления приходится на население. В Таджикистане доля потребления населением в целом увеличилась с 8% в 1990 году до 34% к 2001 году.

3.07 Системные потери, выставление счетов и сборы. К ним относятся технические потери (недоставленная электроэнергия), и коммерческие потери (поставленная электроэнергия, на которую не выставлены счета и неоплаченные счета). Технические потери увеличились намного выше нормативных, ввиду изменений в структуре потребления, недостаточного технического обслуживания и недостаточного усиления системы передачи и распределения. Неучтенные потери увеличились за счет кражи электроэнергии, дефектных счетчиков, несовершенного снятия показаний счетчиков и выставления счетов, и неучтенного электроснабжения на основании нормативного потребления. Разделение этих компонентов затруднительно. В целом оценивается, что уровень технических потерь составляет 18% в Казахстане, и от 22 до 23% в трех других странах. Неучтенное потребление оценивается в 5% -18% в этих странах. Проблема неплатежей распространена повсюду, и в среднем собирается лишь от 70 до 85% счетов. Однако эти показатели сборов включают в себя оплату при помощи неденежных механизмов, таких как бартер и взаимозачеты, которые все еще широко распространены, и в целом сборы в денежной форме составляют от 40 до 55% от выставленных счетов. Так, от общего объема имеющейся электроэнергии лишь 50% преобразуется в доходы, и только от 35% до 40% преобразуется в денежные доходы. В рамках этой системы в целом операционная эффективность во многом отличается между странами, и даже между многими распределительными компаниями в Казахстане. Данные по системным потерям, выставленными счетам и сборами кратко приведены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3: Потери, выставление счетов и сборы в ЦАР в 2002 году.				
Пункт	Кыргызская Республика	Таджикистан	Узбекистан	Казахстан
Системные потери (ГВтч)	4,271	3,028	11,162	17,995
Системные потери (в % от чистого электроснабжения)	38	19*	23	31
Общее число потребителей (миллионов)	1.1	Около 1,0	4.1	Около 4.3
Выставленные счета (в % от сбыта)	80	70	85	N/A
Сборы (в % от выставленных счетов)	80	70	75	85
Оплата в неденежной форме	55%	60%	60%	45%

* Включая ТАДАЗ

3.08 Региональная эксплуатация системы. Основу ЦАЭС составляет система 500кВ, общей протяженностью 1400 километров, и практически все основные электрические станции в ЦАР присоединены к системе на этом уровне напряжения. Эта система включает в себя закрытое центральное кольцо, соединяющее основные объекты с узловыми подстанциями, расположенными в восточном Узбекистане, Казахстане и Кыргызской Республике. Туркменистан соединен с ЦАЭС по линии 500кВ (Марийская ТЭЦ – Каракуль), как и Южный Таджикистан (Регар – Гузар). Кроме этого все электроэнергетические системы взаимосвязаны в разной степени через систему 220кВ. Таджикистан может поставлять электроэнергию в северную часть из южной части за счет перетоков электроэнергии из Узбекистана ввиду переплетенного географического расположения Таджикистана и Узбекистана и ввиду отсутствия возможности передавать электроэнергию с севера на юг по территории Таджикистана. Подобным образом недостаточные передающие мощности и проблемы со стабильностью в линии передачи электроэнергии 500кВ Север-Юг ограничивают переток мощности из северной системы Казахстана в южно-Казахстанскую систему, являющуюся частью ЦАЭС.

3.09 Объединенный Диспетчерский Центр, Энергия, в Ташкенте несет ответственность за поддержание сбалансированной и синхронизированной эксплуатации системы передачи и распределения электроэнергии. Энергия также учитывает обязательства, связанные с ирригацией и гидроэнергетикой стран-членов (включенные в ежегодные межправительственные ирригационные соглашения или МПИС), балансирует потребление и снабжение объединенной системы в реальном времени, и обеспечивает безопасность системы предоставляя вспомогательные услуги, такие как системные резервы, регулирование частоты и напряжения и компенсацию реактивной мощности. ОДЦ Энергия выполняет задачу перевода ежеквартальных планов обмена электроэнергией, подготовленных Центрально-Азиатским Энергетическим Советом (ЦАЭС) в суточные графики для планирования пуска агрегатов. Режимная Служба ОДЦ Энергия пытается установить баланс между ирригационными и гидроэлектрическими потребностями, что является наиболее противоречивым вопросом в регионе. Другой ключевой функцией ОДЦ Энергия является обеспечение безопасности системы в целом.

В. Реформы по политике в электроэнергетических секторах ЦАР.

3.10 В целом ЦАР приняли режимы по политике реформирования электрических секторов в направлении рыночной экономики. Однако прогресс был неравномерным, что привело к отличию одной страны от другой. Текущее состояние реформ по политике в каждой ЦАР описывается ниже в подразделах: Правовая и регулятивная основа и структура отрасли, ценообразование, участие частного сектора и торговля электроэнергией. Дальнейшие подробности состояния в четырех странах, а также схемы структуры сектора представлены в Приложении 3.1.

3.11 *Правовая и регулятивная основа, структура отрасли.* Во всех странах приняты новые Законы об Энергетике (ряд Указов Президента в Узбекистане), позволяющие проведение реструктуризации, акционирования, отдельного регулирования, конкурентной торговли и участия частного сектора. Функция по политике была отдана министерствам Правительства, а электрические предприятия были акционированы. Однако прогресс, достигнутый в других направлениях, в дополнение к законодательству и акционированию, очень неравномерен в четырех странах:

- Казахстан наиболее продвинут в этом отношении. Более 85% крупных вырабатывающих активов (вырабатывающие активы на национальном уровне) отделены в качестве независимых производителей электроэнергии. Независимая передающая компания КЕГОК находится в собственности государства и предоставляет регулированный доступ третьим сторонам на основании регулируемых тарифов на передачу. 21 региональная электрическая компания (РЭК) занимается Распределением, эти компании владеют мелкими встроенными вырабатывающими активами (вырабатывающие активы на региональном уровне), линиями передач на уровне 100кВ и ниже и распределительными системами. Эти РЭКи также прошли должное разделение, в результате от них были отделены девять распределительных систем. Ценовое регулирование осуществляется Антимонопольным государственным комитетом. Торговля и диспетчерский контроль осуществляются на основании двусторонних контрактов. РЭКи, распределительные компании и крупные промышленные потребители могут заключать контракты с производителями. Недавние нововведения включают в себя принятие Кодекса Сети и введение рынка по планированию на следующий день и спот-рынка.

- Кыргызская Республика достигла значительного прогресса, однако менее, чем в Казахстане. Сектор был разделен на одну производящую компанию, одну передающую компанию и четыре распределительных компании. Существует независимый регулятор. Передающая компания действует в качестве общего транспортера с доступом третьим сторонам, основанном на регулируемых тарифах передачи. Распределительные компании напрямую заключают контракт с производящей компанией. Последняя занимается экспортом.
- Прогресс в Узбекистане ограничен. Государственному АО Узбекэнерго полностью принадлежат дочерние компании по выработке, передаче и 15 распределительных районов. Дочернее предприятие по передаче действует в качестве единого покупателя. Крупные потребители на уровне 110кВ и выше могут покупать напрямую от производителей на основании регулируемых тарифов. Существует регулирующий орган, независимость которого достаточно ограничена.
- Наименьший прогресс наблюдается в Таджикистане, где лишь незначительные активы электрического сектора в Горно-Бадахшанской области были отданы в концессию на 25 лет частной Памирской Электрической компании, которая функционирует в качестве вертикально интегрированной компании. Активы электроэнергетического сектора в остальной части страны остаются в собственности Барки Таджики, государственного акционерного общества, функционирующего в качестве вертикально интегрированной компании, с принадлежащими ему дочерними предприятиями по производству, передаче и распределению, которые для всех целей функционируют в качестве подразделений Барки Таджики. Независимого регулирования нет. Разделение между правительством и Барки Таджики в некоторой степени хрупкое. Создано отдельное акционерное общество для строительства Сангудинской ГЭС с целью привлечения капитала извне.

3.12 **Тарифы на электроэнергию.** Выставленные тарифы на электроэнергию составляют от 0,5 центов/кВтч в Таджикистане до 2,64 центов/кВтч в Казахстане, однако во всех странах тарифы ниже уровня окупаемости затрат, как показано в Таблице 3.4. Существуют значительные перекрестные субсидии в пользу бытовых потребителей во всех странах, особенно в Кыргызской Республике и Таджикистане. Узбекистан настроен наиболее серьезно в отношении ценовых реформ, так как он принял политику многолетней корректировки тарифа с августа 2001 года (цены повышаются примерно на 10% раз в два месяца), и планирует достижение уровней окупаемости затрат к концу 2005 года. Тарифы в Казахстане значительно отличаются среди распределительных компаний, и, возможно, достигли уровней окупаемости затрат в случае многих распределительных компаний.

Таблица 3.4: Тарифы на электроэнергию в ЦАР в 2003 году				
Пункт	Кыргызская Республика	Таджикистан	Узбекистан	Казахстан
Средний тариф (центов/кВтч)	1.40	0.50	2.15*	2.64
Уровень окупаемости затрат (центов/кВтч)**	2.30	2.10	3.50	2.80
Текущий тариф в % от уровня окупаемости затрат	61%	24%	61%	94%

*Август 2004г.; ** См. Главу III и Приложение 4.1 для подробностей

3.13 **Участие частного сектора.** В Казахстане участие частного сектора наибольшее, где 85% крупных производящих станций (вырабатывающие активы на национальном уровне) находятся в частных руках, а также 9 распределительных систем эксплуатируются частными операторами. Цель по политике состоит в приватизации всех распределительных компаний.

Таджикистан отдал ответственность по инвестициям, эксплуатации и управлению электрическими операциями в Горно-Бадахшанской Автономной области частному оператору в 25-летнюю концессию. В Кыргызской Республике все электрические распределительные компании предстоит приватизировать, и планируется, что одна из четырех распределительных компаний будет передана в концессию в ближайшем будущем. Узбекистан планирует провести приватизацию четырех электрических станций (50% установленной мощности) и 4 распределительных компаний (30% потребителей) и предложить 49% капитала частным инвесторам в производящих и распределительных компаниях.

3.14 Торговля электроэнергией. Произошло значительное сокращение обмена электроэнергией между ЦАР с 1990 года, как показано в Таблице 3.5. Общий объем экспорта/импорта в 2000 году составлял всего 30% от уровня 1990 года, несмотря на то, что уровень потребления в каждой из стран восстановился примерно до 80% от уровня 1990 года. До 1992 года перетоки электроэнергии производились как товарный обмен Советского времени на основании планового распределения электроэнергии, ирригационной воды, и ископаемого топлива для регионов, однако с 1993 года и далее вновь созданные независимые государства ввели систему бартерной оплаты за обмен ископаемым топливом и электроэнергией, на основании цен в денежной форме. Поскольку цены на ископаемое топливо резко возросли, а цены на электроэнергию остались низкими, обмен затруднился, а торговля электроэнергией испытала резкое сокращение. Стремление к политике национальной энергетической независимости ЦАР также является ключевой причиной сокращения торговли. Значительная торговля электроэнергией происходит лишь в бассейне Сыр Дарьи, при которой Кыргызская Республика является чистым экспортером в Узбекистан и Южный Казахстан¹⁰. Кыргызская Республика и Таджикистан, ввиду больших гидроэнергетических систем, предоставляют регулирование частоты всем ЦАЭС, и зарабатывают средства от предоставления таких услуг. В 2000 году услуги по регулированию частоты в целом составили около 5000 МВт в течение 12 месяцев, и эти страны заработали около 7 миллионов долларов США.

Таблица 3.5: Смещение в торговле электроэнергией в Электрической Системе Центральной Азии в 1990-2000г.

Торговля электроэнергией в 1990 году (ГВтч)							
Импорт							
Экспорт	Казахстан	Кыргызская Республика	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан	За пределы ЦАЭС*	Всего экспорт
Казахстан	--	277	0	0	310	0	587
Кыргызская Республика	697	--	0	0	2383	0	3080
Таджикистан	0	324	--	0	2344	0	2668
Туркменистан	0	0	0	--	6066	0	6066
Узбекистан	8139	0	3927	946	--	0	13012
За пределы ЦАЭС*	0	0	0	0	0	--	0
Всего экспорт	8836	601	3927	946	11103.2	0	
Торговля электроэнергией в 2000 году (ГВтч)							

¹⁰ Однако, с учетом большого числа связей на уровне среднего и низкого напряжения (особенно на уровне 35кВ) между границами, существуют неучтенные обмены энергией между некоторыми странами (например, Кыргызской Республикой и зоной Алматы).

		Импорт						
Экспорт	Казахстан	Кыргызская Республика	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан	За пределы ЦАЭС*	Всего экспорт	
Казахстан	--	0	0	0	0	0	0	
Кыргызская Республика	1253	--	154	0	1926	0	3333	
Таджикистан	0	126	--	0	244	0	370	
Туркменистан	35	0	819	--	68	0	921	
Узбекистан	0	195	729	32	--	0	956	
За пределы ЦАЭС*	2224	0	0	0	0	--	2224	
Всего экспорт	3512	320	1702	32	2237	0		

*В основном Северный Казахстан.

В течение 1990-2000 г. произошли следующие изменения в торговле электроэнергией:

- Внутри ЦАЭС импорт в Казахстане сократился на 85% с 8,8 ТВтч в 1990 году до 1,3 ТВтч в 2000 году.
- Несмотря на то, что Кыргызская Республика, традиционный экспортер электроэнергии, зарегистрировала увеличение экспорта на 6% в 2000 году по сравнению с 1990 годом, 2000 год был исключительным годом в отношении потребностей в воде стран, расположенных вниз по течению, и поэтому экспорт электроэнергии был высоким. В действительности экспорт в среднем составляет около 2 ТВтч в год, что означает снижение примерно на 35%. Импорт Кыргызской Республики уменьшился на 50% с 0,6 ТВтч в 1990 году до 0,3 ТВтч в 2000 году.
- В Таджикистане импорт сократился на 56% с 3,9 ТВтч в 1990 году до 1,7 ТВтч в 2000 году. В тот же период экспорт сократился на 85% с 2,7 ТВтч до 0,4 ТВтч.
- В Туркменистане импорт сократился на 97% с 0,9 ТВтч до 0,03 ТВтч, а экспорт сократился на 85% с 6,1 ТВтч до 0,9 ТВтч.
- В Узбекистане с 1990 до 2000 года импорт сократился с 80% с 11,1 ТВтч в 1990 году до 2,2 ТВтч в 2000 году. Экспорт сократился на 92% с 13,0 ТВтч в 1990 году до 1,0 ТВтч в 2000 году.

3.15 Торговля электроэнергией, произошедшая в 2000 году, фактически была обусловлена обменом водой и, поэтому, не является надежным источником доходов для стран-экспортеров электроэнергии. Несмотря на стремление к национальной политике энергетической независимости, Кыргызская Республика и Таджикистан не могут покрыть свое зимнюю пиковую нагрузку.

С. Политика для осуществления в будущем

3.16 Основы существующей политики в целом во всех странах находятся на правильном направлении, за исключением того, что необходимо ускорить осуществление политики для оказания помощи в развитии сектора. А именно:

- Что касается структуры отрасли, доступ третьей стороны к передаче является абсолютной необходимостью для улучшения торговли электроэнергией;
- Несмотря на то, что независимое регулирование является окончательной целью (на реализацию которой может уйти много лет), краткосрочные меры, которые следует предпринять, таковы: (а) введение прозрачности в регулирование; (б) обеспечение многолетней определенности в регулировании (например, принятие тарифной политики, охватывающей несколько лет); и (с) в случае существования частных операторов, необходимо равное отношение к государственным и частным операторам.

- Что касается цен, особенно для Кыргызской Республики и Таджикистана, полезно последовать примеру Узбекистана и внедрить многолетнюю тарифную программу для достижения окупаемости затрат как можно скорее. Кроме предоставления чрезвычайно необходимых ресурсов для инвестиций, надлежащее ценообразование также окажет полезное воздействие на потребление и обеспечит правильные сигналы для торговли между ЦАР.
- Участие частного сектора будет важным с течением времени с учетом потребности в огромных инвестициях и слабого потенциала управления.
- Существует необходимость в улучшении торговли электроэнергией в качестве неотъемлемой части торговли энергоресурсами, так как торговля будет покрывать потребление при минимальных возможных затратах, учитывая взаимодополняемость ресурсов. Однако следует обеспечить проведение торговли энергией/электроэнергией на рыночных принципах.

3.17 Торговля в регионе могла бы увеличиться при условии полного перевода в денежную форму оплаты за электроэнергию, водные услуги и топливо, и при условии того, что ежегодные МПИС будут основаны на самом низкозатратном варианте для всего бассейна реки. Дальнейший рост торговли возможен, когда системы передачи во всех четырех странах будут предоставлять недискриминационный доступ третьим сторонам на основании прозрачных тарифов на передачу. Необходимо улучшить механизмы учета, дисциплину оплаты и расчетов. Кроме того, для принятия рациональных решений по торговле, цены на электроэнергию во всех четырех системах должны отражать затраты.

ГЛАВА IV: БАЛАНС СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ И ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.01 В данной главе сделана попытка ответить на следующий ряд вопросов: каков настоящий и прогнозируемый спрос на электроэнергию в каждой ЦАР, каковы варианты электроснабжения для удовлетворения этого спроса, а, в свою очередь, какие излишки можно экспортировать из ЦАР.

А. Прогноз спроса

(i) Вопросы в прогнозировании спроса в ЦАР.

4.02 Определение тенденций, анализ конечного потребления и макроэкономическое моделирование являются общими подходами к прогнозированию спроса на электроэнергию. С учетом экономического спада, последовавшего за распадом Советского Союза и постоянным сокращением ВВП и потребления электроэнергии в странах бывшего Советского Союза, определение тенденций будет неуместным в ЦАР. Что следует сделать, так это анализ конечного потребления, однако это трудно осуществить из-за недостаточных данных и из-за того, что использование электроэнергии очень неэффективно. Прогнозирование потребления, сделанное во времена Советского Союза и даже сразу после его распада, было больше ориентировано на достижение целей, чем на прогнозирование. Ввиду предыстории и практики центрального планирования, в основном цена в качестве определяющего фактора спроса игнорировалась, и понятия эластичности цен и эластичности доходов широко не использовались. Казахская Электроэнергетическая Ассоциация – национальная ассоциация отрасли – недавно ввела практику разработки долгосрочных прогнозов. Недавно консультационные фирмы, финансируемые международными финансовыми институтами, такими, как АБР и ПРООН, и некоторыми двусторонними организациями помощи в контексте их программ, разработали прогнозы с использованием макроэкономического моделирования и с применением понятий эластичности доходов и эластичности цен. Однако, кажется, что эти прогнозы неадекватно рассмотрели сезонные вариации спроса. Учитывая высокую степень сезонных вариаций, необходимо включить их в прогнозы потребления для определения излишков электроэнергии для экспорта. Также необходимо обновить другие ключевые предположения, относящиеся к уровням роста ВВП, ценам на электроэнергию и возможным улучшениям эффективности. Прогноз, представленный в данном отчете основан на макроэкономическом моделировании и включает в себя эти элементы. Модель основана на простой изоэластичной функции спроса, часто используемой при таком анализе совокупного спроса.

(ii) Ключевые определяющие факторы роста потребления

4.03 Для четырех стран разработан прогноз спроса на совокупном уровне, посредством оценки общей реализации в ГВтч для всего сектора (без разделения потребления на уровне различных категорий потребителей), и прибавления примерных потерь передачи и распределения для получения спроса на уровне выработки.¹¹ Подробности модели,

¹¹ Следует отметить, что этот спрос не включает в себя потребление на собственные нужды или потребление генерирующих станций. Это потребление могло бы составлять от 0,5% до 1% для ГЭС, от 4% до 6% для тепловых станций на газе, от 6% до 8% для тепловых станций на угле.

методологии и предположений представлены в Приложении 4.1. Некоторые использованные ключевые определяющие факторы описаны ниже.

- *Эластичность доходов или эластичность ВВП* потребления электроэнергии: имеющаяся литература указывает на то, что для большинства развивающихся стран эластичность ВВП на электропотребление составляет от 1,2 до 1,4 (т.е. на каждое процентное увеличение ВВП происходит увеличение электропотребления от 1,2 до 1,4 процентов). Однако большинство государств бывшего Советского Союза (и еще больше это справедливо для ЦАР) не подходят под эту категорию, так как их электропотребление уже очень высокое по отношению к уровню ВВП. Поэтому ожидается, что отношение между ВВП и электропотреблением в ЦАР будет более схоже в этом отношении с развитыми странами, где эластичность ВВП на электропотребление составляет 0,8. Этот показатель и был использован в отношении к ЦАР в данном исследовании.
- *Эластичность цен*: Оценки эластичности цен на электропотребление в странах с низким доходом обычно составляют от $-0,1$ до $-0,2$, означая, что на каждый процент увеличения цены на электроэнергию происходит сокращение потребления от 0,1 до 0,2 процента. Уровни эластичности для электроэнергии в целом ниже по сравнению с другими формами энергии (к примеру, нефтепродуктами), что отражает:
 - негибкость потребителей при переходе от электроэнергии к другим видам энергии. Это особенно справедливо для всех категорий потребителей на краткосрочную перспективу, и для таких отраслей, как металлургическая и химическая отрасли, даже в долгосрочной перспективе;
 - отсутствие других видов энергии (например, газа), как в случае с Кыргызской Республикой и Таджикистаном; и
 - долю промышленного потребления в общем потреблении – чем более высокая доля промышленного потребления как в случае Казахстана и Узбекистана, тем ниже эластичность цен.

Также важно отметить существование обратной зависимости между эластичностью цен потребления и уровнем доходов (ВВП) страны. При более высоком уровне доходов электропотребление становится менее и менее эластичным к изменению цен на электроэнергию по мере роста ВВП. Так обстоит дело с Казахстаном, где его более высокий уровень ВВП возможно понижает показатель эластичности цен. С учетом всего сказанного выше, предполагается, что показатели эластичности цен для Казахстана и Узбекистана составляют $-0,1$, а для Кыргызской Республики и Таджикистана (где необходимое повышение цен для достижения финансовой жизнеспособности составляет 80% и 300% соответственно) $-0,3$.

- *Эффективные тарифы*: Нужно также отметить, что эффективные тарифы, оплаченные потребителями, фактически ниже установленных тарифов, ввиду слабого учета, выставления счетов и эффективности сборов. Поэтому цены, использованные для оценки потребления, были скорректированы на уровень сборов для достижения эффективных цен.

(iii) Результаты базового сценария

4.04 Результаты прогнозирования потребления в базовом случае кратко приведены в Таблице 4.1 по каждой стране и для Центральной Азии в целом. В краткосрочной перспективе (до 2010 года) ожидается скромный ежегодный рост общего потребления во всех

ЦАР на 0,31%. Фактически прогнозируется сокращение потребления в Таджикистане, Узбекистане и Кыргызской Республике, в то время как в Казахстане ожидается ежегодный рост на 2,94%. В более долгосрочный период (до 2025г.) все страны за исключением Таджикистана отметят увеличение потребления, приводя к ежегодному общему росту около 1,90% для региона. Казахстан испытает наивысший уровень роста (3,09%), а в Таджикистане произойдет снижение потребления на 0,17% в год по сравнению с уровнем 2003 года.

Таблица 4.1: Прогнозы валового электропотребления: Базовый сценарий

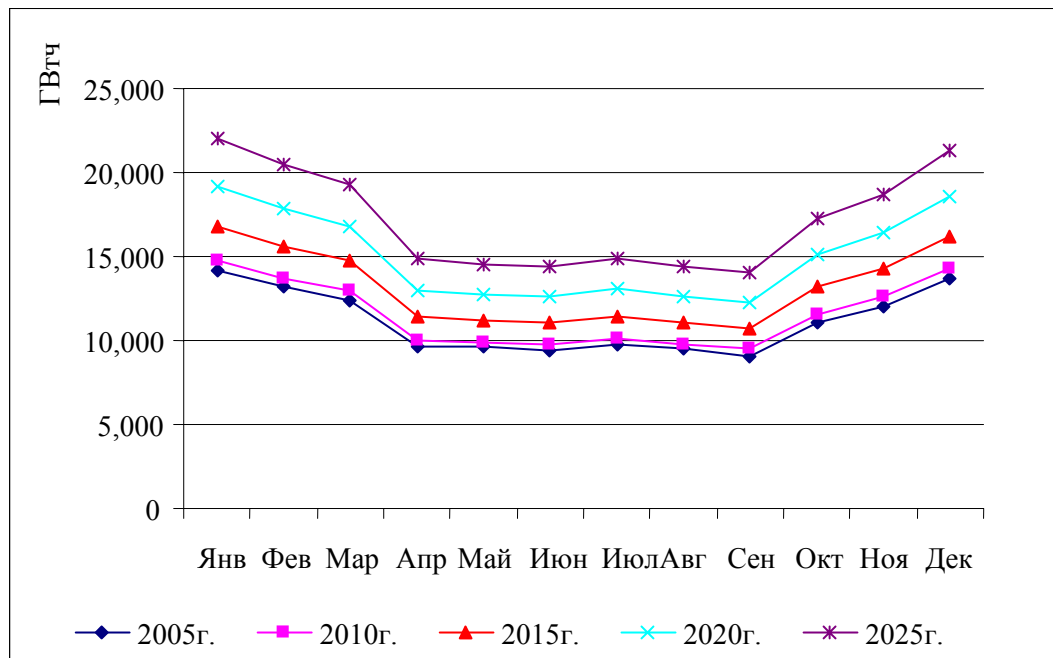
Страна	Фактическое	Прогноз потребления (ГВтч)				Ежегодные уровни роста			
	2003	2010	2015	2020	2025	2003-2010	2003-2015	2003-2020	2003-2025
Казахстан	58,944	72,056	84,034	98,367	115,146	2.91%	3.00%	3.06%	3.09%
Кыргызская Республика	12,145	9,222	10,033	11,296	12,719	-3.86%	-1.58%	-0.43%	0.21%
Таджикистан	16,348	11,267	12,410	13,972	15,731	-5.18%	-2.27%	-0.92%	-0.17%
Узбекистан	48,691	46,597	51,255	56,589	62,479	-0.63%	0.43%	0.89%	1.14%
Все четыре страны	136,128	139,142	157,731	180,225	206,075	0.31%	1.24%	1.66%	1.90%

4.05 Высокий уровень роста электропотребления Казахстана среди четырех стран происходит ввиду высокого устойчивого уровня роста ВВП с течением времени; и поскольку его тарифы уже составляют 94% от уровней окупаемости затрат (Глава III, Таблица 3.4), воздействие повышения цен на рост потребления будет минимальным. В действительности Кыргызская Республика испытывает снижение потребления в период с 2005-2020 годы в результате значительного улучшения учета, выставления счетов и сборов, приводящих к реальному эффективному увеличению тарифа на 103% в течение этого периода, с учетом корректировки на уровень сборов. Впоследствии произойдет небольшой рост потребления. Потребление Таджикистана также уменьшится до 2025 года по той же причине – из-за слишком низкой тарифной базы повышение тарифа и улучшение сборов приведут к реальному эффективному повышению тарифов в пять раз от уровня 2003 года. Потребление Узбекистана также снизится на период до 2010 года, однако в последующий период будет наблюдаться небольшой рост. Основные причины для относительно ровной кривой потребления в Узбекистане таковы: (а) интенсивная газификация страны в 1990-х годах, в результате чего более 87% населения имеют доступ к газоснабжению; (б) относительно более низкие уровни роста ВВП, и (с) увеличение реального эффективного тарифа на 37% в этот период.

(iv) Сезонные изменения потребления

4.06 Как описывалось в Главе III, в ЦАР сезонные изменения в электропотреблении значительны. Региональный годовой пик ЦАР приходится на зиму, и потребление в зимнее время (с октября по март) значительно выше по сравнению с летним периодом (с апреля по сентябрь) в целом ввиду использования электроэнергии на отопление. Наибольшее различие наблюдается в Кыргызской Республике, за ней следует Казахстан, Таджикистан и Узбекистан. В Кыргызской Республике (и в большей степени также в Казахстане) газораспределение ограничено, а электроэнергия используется на отопление помещений. В Таджикистане увеличение нагрузки на отопление зимой в некоторой степени балансируется нагрузкой для ирригационных насосов в летнее время. В Узбекистане сезонная вариация незначительна ввиду обширной газораспределительной системы. Для региона в целом 58% ежегодного потребления приходится на зиму (Схема 4.1). Это необходимо учитывать, а

также необходимо определить баланс спроса и предложения на ежемесячной основе для того, чтобы планировать расширение системы и определить излишки на экспорт.



**Схема 4.1: Валовое потребление электроэнергии в ЦАР
общие месячные показатели, 2005-2025г.**

(v) Анализ чувствительности

4.07 С учетом того, что выбранные ключевые факторы спроса – уровень эластичности цены и эластичности доходов были основаны на опыте других стран, а не ЦАР, прогнозы спроса были подвержены интенсивному анализу чувствительности – путем изменения в обоих направлениях ключевых факторов спроса - эластичности цены и эластичности доходов. Кроме этого прогнозы были проверены на фактор медленного или наоборот ускоренного достижения безубыточных тарифов. Результаты кратко описаны в Таблице 4.2, и более подробно описаны в Приложении 4.1.

Таблица 4.2: Результаты анализа чувствительности по прогнозу спроса		
Страна	Процентное изменение спроса на конец периода для каждого	
	1% изменения в эластичности доходов	1% изменения в эластичности цен
Казахстан	0.74	0.08
Кыргызская Республика	0.53	0.52
Таджикистан	0.64	0.74
Узбекистан	0.45	0.22
Все четыре страны	0.63	0.20

4.08 Анализ чувствительности показал, что рост спроса в регионе в целом является более чувствительным к показателям эластичности доходов по сравнению с эластичностью цен. В течение периода 2005-2025 года, при каждом снижении на 1% уровня эластичности доходов

спрос падал на 0,63%, а при каждом снижении на 1% уровня эластичности цен, спрос падал на 0,2%. Однако прогнозируемый спрос в разных странах ведет себя по-разному. Прогнозируемый спрос в Казахстане более чувствителен к изменениям в эластичности доходов и менее чувствителен к изменениям в эластичности цен, подтверждая международный опыт, что по мере роста доходов, потребление электроэнергии становится все менее чувствительным к изменениям цен. Спрос в Таджикистане, наименее развитой стране ЦАР, более чувствителен к изменениям цен. С учетом доминирующего размера систем Казахстана и Узбекистана в ЦАР, диаграмма регионального роста спроса будет отражать диаграмму роста в этих двух системах. Изменения в сроках прогнозируемых повышений тарифов имело лишь небольшое воздействие на прогнозируемый спрос.

В. Варианты электроснабжения

4.09 Варианты электроснабжения для покрытия прогнозируемого спроса включают в себя: (а) проекты по реабилитации системы передачи и распределения для сокращения высокого уровня потерь передачи и распределения; (б) проекты по реабилитации существующих генерирующих агрегатов; и (с) строительство новых генерирующих станций.

(i) Сокращение потерь

4.10 Сокращение технических потерь в системе передачи и распределения является наиболее экономичным методом покрытия дополнительного спроса при высоком уровне потерь по сравнению со стандартами отрасли. Таблица 4.3 ниже показывает существующий и целевой уровень потерь в четырех странах и объем дополнительного спроса, который можно будет покрыть за счет этого сокращения. Большие потери происходят в распределительных системах низкого напряжения, поскольку структура потребления изменилась в сторону увеличения потребления населением во всех странах. Это изменение наиболее ярко выражено в Кыргызской Республике и Таджикистане, которые больше зависят от электроснабжения. Несмотря на то, что отчетные потери в системе передачи составляют примерно 8% и превосходят нормативные потери отрасли в 4% - 5%, нагрузка в большей части системы все еще ниже, чем проектная (в целом электроэнергия, прошедшая через систему передачи в 2003 году, составила всего 90% от уровня 1990 года); и кроме того, в систему передачи были произведены значительные инвестиции¹².

Таблица 4.3: Текущий и целевой уровни потерь электроэнергии в ЦАР

Страна	Текущие потери* (%) (2004г.)	Целевой уровень потерь (%)	Временной срок реализации Проектов	Дополнительная ежегодная электроэнергия (ГВтч) в 2010г.
Казахстан	24	15	2004-2010	5,843
Кыргызская Республика	34	13	2004-2010	1,392 ¹³
Таджикистан	28	13	2004-2010	1,988
Узбекистан	25	15	2004-2010	4,064

*В основном включает технические потери, а также некоторые коммерческие потери (невывставленные счета).

¹² Примерно 80 миллионов долларов США иностранных средств было вложено в Кыргызской Республике в электроэнергетический сектор на передачу, и АБР и ЕБРР оказывают помощь Узбекистану в улучшении системы передачи, АБР помогает Таджикистану в проведении инвестиций в реабилитацию его системы передачи, а Всемирный Банк оказывает поддержку Казахстану.

¹³ Будет реализовано дополнительно 220 ГВтч в 2001 году.

4.11 Итак, акцент будущих инвестиций будет сделан больше на реабилитацию, усиление и расширение системы распределения. В результате Проектов по сокращению потерь во всех четырех странах, которые нужно реализовать в 2005-2010 годах, появится дополнительный ежегодный объем 13 287 ГВтч электроэнергии к 2010 году. Оценивается, что общая сумма инвестиций по таким проектам сокращения потерь передачи и распределения во всех четырех странах, составит 3 009 миллионов долларов США в ценах 2004 года.

(ii) Реабилитация вырабатывающих активов

4.12 В целом состояние большинства гидроэнергетических станций в регионе достаточно хорошее. Уже найдено финансирование под реабилитацию Нурекской ГЭС в Таджикистане. В Кыргызской Республике уже проведена серьезная реабилитация основной ТЭЦ (Бишкекской ТЭЦ-1). Проведение реабилитации тепловых агрегатов в Таджикистане принесло бы относительно небольшие объемы электроэнергии. С другой стороны, существует достаточно большой объем для реабилитации ГРЭС в Узбекистане и Казахстане для получения дополнительной выработки электроэнергии.

- В *Узбекистане* по оценкам УзбекЭнерго из общей установленной генерирующей мощности 9 870 МВт на тепловых электростанциях (состоящей из 11 тепловых станций), располагаемая мощность составляет всего 8 200 МВт. Если исключить агрегаты старше 35 лет и/или сроком эксплуатации более 200 000 часов, располагаемая мощность будет даже ниже и составит 7 800 МВт. УзбекЭнерго при значительной поддержке Правительства проводит реабилитацию генерирующих объектов при помощи нескольких проектов, включая кредит от ЕБРР на сумму 81 миллиона долларов США на реконструкцию Сыр-Дарьинской станции, и кредита на сумму 200 миллионов долларов США от Японского Банка Международного Сотрудничества на реабилитацию Ташкентской ТЭЦ, работающей на угле. Планируется проведение дальнейшей реабилитации двух агрегатов Сыр-Дарьинской ГРЭС, а также агрегатов Ангренской, Навоийской ГРЭС. После проведения всей запланированной реабилитации станций в течение 2004-2023 годов, стоимость которой составит 1,15 миллиардов долларов США, срок эксплуатации всех основных станций будет продлен и удастся избежать потери выработки электроэнергии в объеме около 32 000 ГВтч (в течение 2005-2025г.), которые произошли бы при выводе из строя устаревших агрегатов.
- В *Казахстане*, крупные тепловые электростанции (называемые станциями национального уровня) обеспечивают значительные объемы производства электроэнергии. Это Экибастузская ГРЭС I и II, Аксуйская и Карагандинская ГРЭС. Существует потребность в реабилитации тепловых электростанций, поскольку эксплуатация происходит при факторах низкого использования станций (29% на Экибастузской ГРЭС I, в сравнении с проектным показателем 77%; 51% на Экибастузской ГРЭС II; 52,5% на Аксуйской, а 54% на Карагандинской); и срок эксплуатационной службы 58% от общей установленной мощности тепловых электростанций или около 10 600 МВт наступит до 2015 года. Ожидается, что реабилитация Экибастузской ГРЭС I составит 440 миллионов долларов США, и приведет к ежегодному дополнительной выработке в 11 283 ГВтч. Казахская Электроэнергетическая Ассоциация оценивает, что потребуется примерно 1,070 миллионов долларов США для реабилитации тепловых станций (770 миллионов

долларов США для всех других национальных электрических станций и 300 миллионов долларов США для региональных станций, принадлежащих региональным электрическим компаниям) для продления срока службы агрегатов и улучшения станционного фактора до 60%. При такой реабилитации дополнительная ежегодная выработка от этих станций составит 17 118 ГВтч.

(iii) Новые проекты по выработке

4.13 Во всех четырех странах размышляют о крупных новых проектах станций, ниже приводится их описание¹⁴.

- *Новая Экибастузская ГРЭС в Казахстане*¹⁵: Существующая Экибастузская ГРЭС II состоит из двух агрегатов на угле по 500МВт каждый, расположенных в месте со всей необходимой инфраструктурой, которая может разместить еще два агрегата по 500 МВт каждый. Изначальное планирование проекта было сделано в Советское время на этом основании. Согласно недавнего исследования стоимость строительства этих двух дополнительных агрегатов составит 1 085 миллионов долларов США.¹⁶ Затраты около 1000 долларов США на 1кВт ниже, чем международные затраты 1300 долларов США за кВт, что отражает наличие основной инфраструктуры.¹⁷ Ожидается, что данный Проект будет реализован в 2008-2011 году, и ожидается, что он приведет к дополнительной ежегодной выработке в 7 446 ГВтч.
- *Бишкекская ТЭЦ II в Кыргызской Республике*: Данная станция, упоминаемая как Бишкекская ТЭЦ II, является частично построенной станцией. Ее строительство началось в 1985 году, но было приостановлено с 1992 года. Изначальная схема состояла в разработке станции с комбинированным тепловым и электрическим циклом мощностью 800 МВт, включая семь котлов в качестве 1ой фазы. Были установлены два из семи запланированных котлов, а также здание для котельного цеха, объекты по очистке воды, установки по подаче/хранению газа и мазута, дымоход и железнодорожная линия на участке площадью в 47 гектаров, выделенном для станции. Станция рассчитана на использование в основном природного газа из газопровода Ташкент-Алматы. Кроме этого новая подстанция 220кВ расположена рядом со станцией, что облегчит передачу электроэнергии. Строительство нового газового агрегата на 400МВт с использованием технологии комбинированного цикла с наилучшим использованием существующих объектов на территории, возможно, является наиболее эффективным и рациональным решением для покрытия зимнего дефицита электроэнергии кыргызской системы. С учетом одного года для проведения инженерных работ и изыскания финансирования, и двух лет на строительство данной станции, ее можно пустить в эксплуатацию в 2007 году, что позволит ежегодно вырабатывать дополнительно 2 453 ГВтч с 2007 или 2008 года. С учетом наличия

¹⁴ Важно отметить, что информация по затратам, сроку завершения строительства и т.п., получены от руководства страны, и не проводилась независимая проверка. Такая проверка пройдет, когда будут рассматриваться инвестиционные обязательства.

¹⁵ Это государственная электростанция, 50% акций которой переданы РАО ЕЭС России в счет задолженности за электроэнергию Казахстана РАО ЭС за импорт электроэнергии из России.

¹⁶ RWE Solutions/Lahmeyer International: ТЭО для казахстанской линии Север-Юг, 2002 год.

¹⁷ Однако, необходимо проверить, включают ли эти затраты оборудование для смягчения воздействия на окружающую среду.

объектов на территории станции, ожидается, что капитальные затраты не превысят 200 миллионов долларов США.¹⁸

- *Камбаратинская ГЭС I и Камбаратинская ГЭС II в Кыргызской Республике* активно рассматриваются правительством. Камбарата I является гидроэнергетическим объектом регулирования, мощностью 1 900 МВт, определенным и спроектированным в Советское время, расположена в средней части реки Нарын вверх по течению от Токтогульского водохранилища (см. Схему 4.2). Как предлагается, высота плотины будет составлять 275 метров, которая будет построена при помощи контурного взрывания, и будет включать в себя соответствующие туннельные водосбросы/напорные туннели, гидротехнические затворы и объекты для производства электроэнергии. Полезный объем водохранилища будет составлять около 3,4 миллиардов кубических метров воды, и оно будет обеспечивать сезонное регулирование. Максимальный чистый напор плотины будет составлять 180 метров, а ежегодная выработка энергии составит 5 000 ГВтч при факторе использования станции около 30%. Поскольку она расположена вверх по течению от Токтогульского водохранилища (полезный объем которого гораздо больше и составляет 14 миллиардов кубических метров воды), можно было бы осуществлять попуски воды из Камбараты I для производства почти всей ее ежегодной электроэнергии в зимнее время, тем самым, не допуская попусков воды из Токтогульского водохранилища зимой. Возможность дополнительного производства электроэнергии в зимнее время без осуществления попусков воды из Токтогульского водохранилища было бы наиболее значительным вкладом от данного проекта. Оцениваемые капитальные затраты Камбараты I составляют около 1,67 миллиардов долларов США, а вместе с затратами на линию передачи для транспортировки электроэнергии (примерно 265 миллионов долларов США), общие затраты оцениваются в 1,94 миллиардов долларов США (или 1000 долларов/кВт). Предполагается, что уйдет 8 лет на подготовку проекта и 9 лет на его строительство, а производство электроэнергии начнется в 2017 году, хотя полная выработка будет обеспечена лишь в 2020 году.

¹⁸ В сравнении с международной ценой, составляющей от 600 до 700 долларов за 1кВт для совершенно новой станции с комбинированным циклом, стоимость предлагаемой в Бишкеке станции, возможно, будет составлять менее 500 долларов США/кВт.

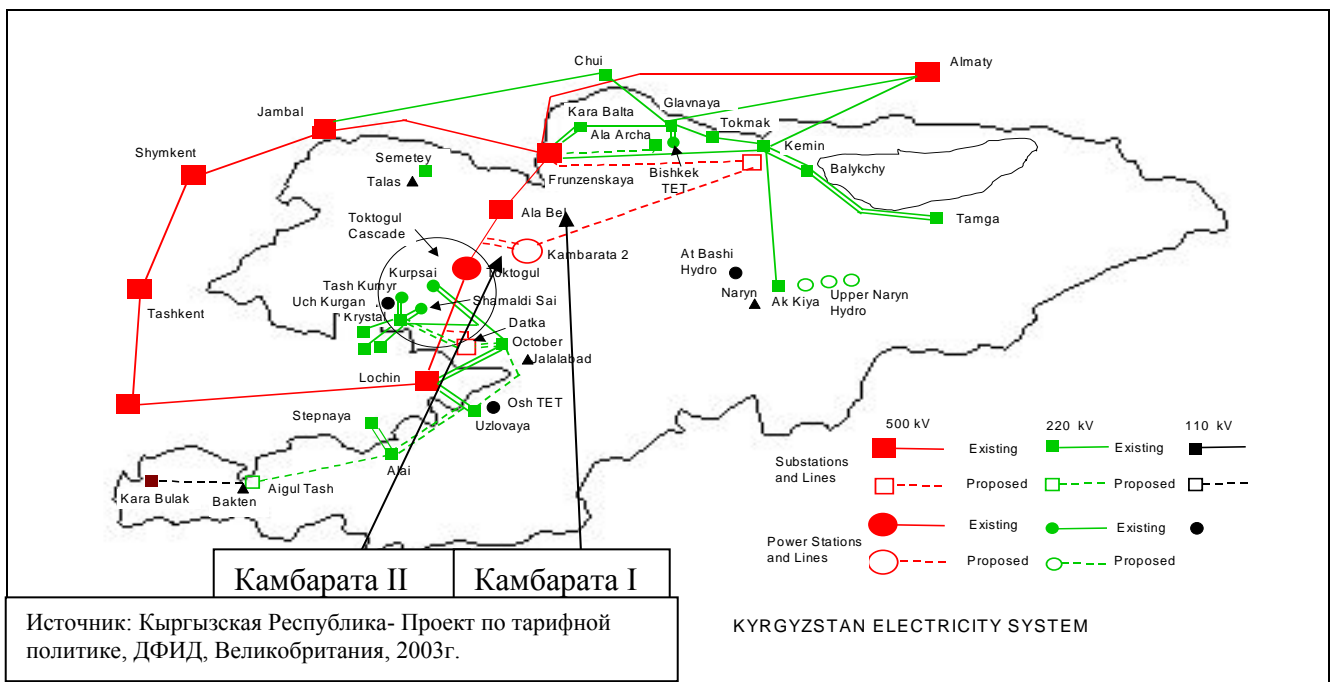


Схема 4.2: Кыргызская электрическая система и схемы размещения Камбаратинских ГЭС

- Камбарата II* будет гидроэнергетическим проектом, работающим в естественном режиме реки, расположенном ниже по течению от Камбараты I, однако выше Токтогульского водохранилища (см. Схему 4.2). Установленная мощность будет составлять 360 МВт при разработке Камбараты I, или 240 МВт в случае независимой схемы. Как предлагается, высота плотины, построенной в результате контролируемого взрывания, будет составлять 62 метра, и будет включать в себя соответствующие туннельные водосбросы/напорные туннели, гидротехнические затворы и объекты для производства электроэнергии. Среднее производство энергии составит около 1,100 ГВтч при мощности 240 МВт и 1,260 ГВтч при мощности 360 МВт. Практически все производство в случае независимого проекта, будет приходиться на летний период. Около 20% проекта уже завершено, а дополнительные затраты на завершение данного проекта оцениваются примерно в 280 миллионов долларов США для станции в 240 МВт, включая необходимые линии передачи. На этом основании стоимость за 1кВт Камбараты II будет составлять 1,167 долларов США. Важно отметить, что в отсутствии Камбараты I, следует с осторожностью рассматривать проект Камбараты II, поскольку с его помощью будет возможно лишь увеличить избыток электроэнергии в летнее время, однако она не поможет в выправлении положения с дефицитом электроэнергии в зимний период. Однако строительство продолжается, хотя и медленно, и, по информации, РАО ЕЭС России договорилось о предоставлении финансирования для обновления технико-экономического обоснования, и в случае начала строительства в 2008/09 году, запуск в эксплуатацию будет возможен к 2012 году.

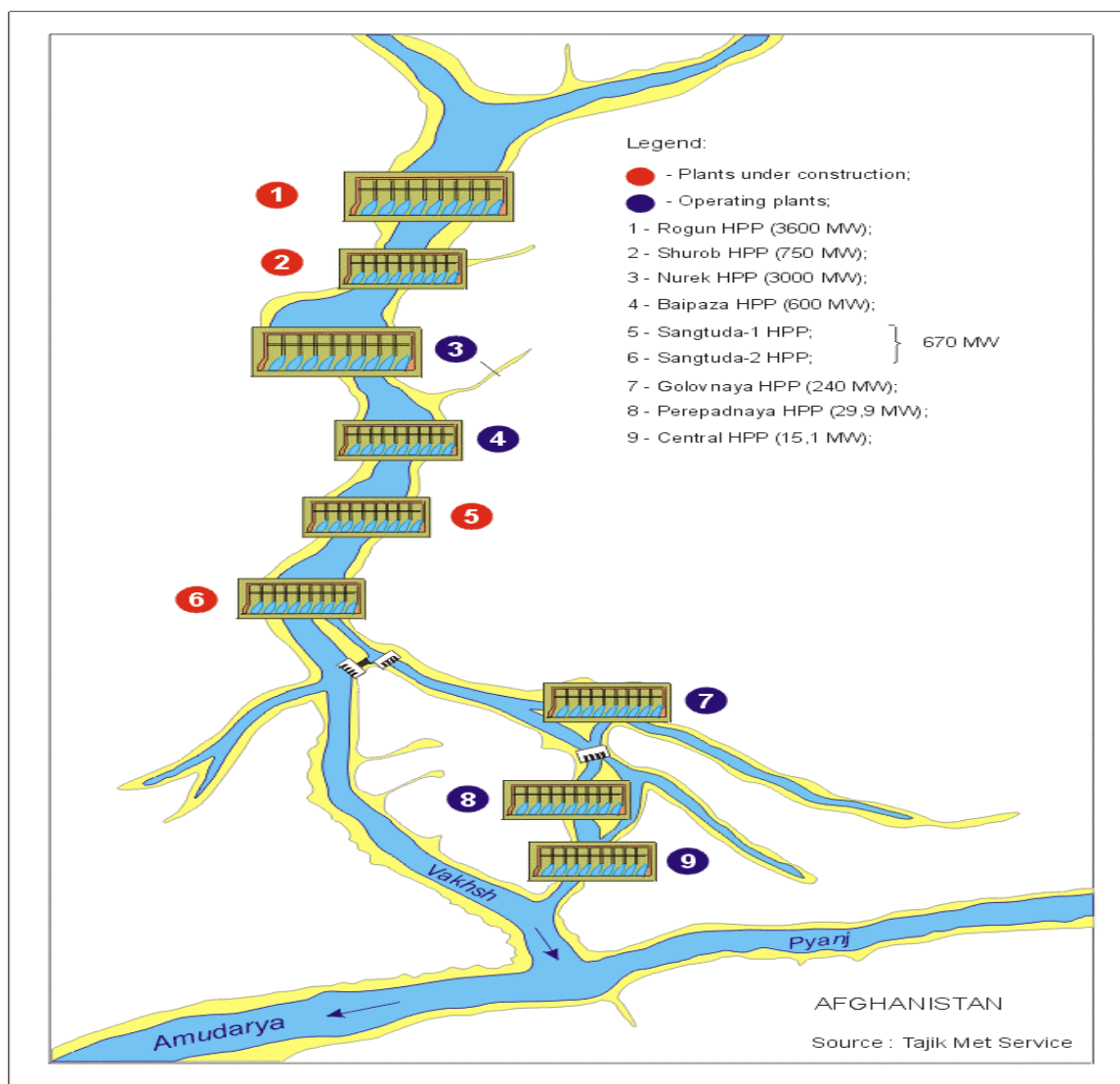


Схема 4.3: Планируемые и существующие гидроэнергетические объекты на реке Вахш в Таджикистане

- Проект Рогунской ГЭС Таджикистана* расположен на существующем Нурекском гидроэлектрическом каскаде на реке Вахш (см. Схему 4.3). Планировалось провести строительство проекта в две фазы с конечной установленной мощностью 3 600МВт. Плотина станции была бы одной из высочайших в мире при высоте 335 метров. Строительство проекта началось во время Советского Союза, когда была собрана вся строительная техника, создана строительная колонна и завершены отводящие каналы и большая часть земляных работ, необходимых для проекта, по стоимости 800 миллионов долларов США (по оценке руководства Таджикистана). С 1992 года ввиду отсутствия средств прогресс не достигнут. Дополнительные затраты, необходимые для завершения данного проекта, составляют около 2,1 миллиардов долларов США¹⁹. В Фазе I оставшиеся работы будут включать в себя строительство плотины до двух третей от ее конечной высоты, ремонт двух существующих туннелей, строительство

¹⁹ Полностью оценка затрат руководством Таджикистана составляет примерно 2,9 миллиардов долларов США, из которых, по его информации, 800 миллионов долларов уже было израсходовано.

третьего нового туннеля; создание регулирующего водохранилища, и установку двух генерирующих агрегатов мощностью 800 МВт. Выработка электроэнергии от Фазы I составит 4,300 ГВтч, а также позволит дополнительно вырабатывать 400 ГВтч на Нурекской ГЭС. По оценкам, средства, необходимые для завершения Фазы I, примерно составляют 785 миллионов долларов США.

- Ожидается, что стоимость Фазы II, включающей в себя завершение строительства плотины до полной высоты 335 метров и установку дополнительных электрических мощностей в 2 800 МВт, составит 1,67 миллиардов долларов США. После завершения Фазы II, вся Рогунская схема будет производить примерно 13,000 ГВтч, и дополнительная выработка на Нурекской ГЭС составит 1,300 ГВтч.
- *Проект Сангудинской ГЭС в Таджикистане* является предлагаемым проектом, расположенным ниже по течению от существующего Нурекского каскада ГЭС (см. №4 и 5 на Схеме 4.3.) на реке Вахш. Строительство данного проекта также началось в советское время, и было приостановлено в 1992 году ввиду отсутствия средств после завершения значительного объема работ. Планируемая установленная мощность этого проекта в естественном режиме реки составляет 670 МВт, а ожидаемое производство электроэнергии составит 2,700 ГВтч. Около 60% выработки будет приходиться на летние месяцы (с апреля по сентябрь), а оставшаяся часть на зимние месяцы. Общая стоимость проекта оценивается примерно в 482 миллиона долларов США, и по оценкам, уже израсходовано 114 миллионов долларов США. Поэтому для завершения проекта предстоит мобилизовать 368 миллионов долларов США.
- *Талимарджанская ГРЭС в Узбекистане* является тепловой электростанцией, работающей на газе с четырьмя агрегатами мощностью 800 МВт каждый. Она расположена на Мубарекском газовом месторождении, одном из крупнейших газовых месторождений Узбекистана. Этот проект также был начат в советское время, и для четырех агрегатов была построена основная инфраструктура. После обретения независимости Узбекистан пытался установить и ввести в эксплуатацию первый агрегат, что ожидается сделать в 2005 году. Предполагается, что для ввода в эксплуатацию данного агрегата потребуется 100 миллионов долларов США, который при стационарном факторе 60% будет производить ежегодно 4,537 ГВтч электроэнергии. Этим будет завершена первая фаза. Не имеется информации по уже израсходованной сумме. Вторая фаза будет включать в себя строительство и пуск трех оставшихся агрегатов по 800 МВт каждый, и, вероятнее всего, будет проводиться в 2009-2013 году после заключения возможных соглашений о продаже на экспорт. Оцениваемые капитальные затраты данной фазы составляют 1,2 миллиардов долларов США (500 долларов США/1кВт), с учетом уже существующей инфраструктуры. Эти три агрегата обеспечат дополнительное ежегодное производство на уровне около 13,613 ГВтч.

(iv) **Общее увеличение электроснабжения**

4.14 В результате осуществления выше описанных проектов в целом электроснабжение во всех четырех странах увеличилось бы со 139 ТВтч в 2003 году до 228 ТВтч в 2025 году. Около 54% дополнительной электроэнергии было бы выработано на новых генерирующих станциях, 16% дополнительной электроэнергии было бы получено за счет программ по

сокращению потерь, а оставшиеся 30% - за счет реабилитации старых генерирующих агрегатов (см. Таблицу 4.4). Вклад Казахстана составил бы 45% дополнительной выработки, за ним бы следовал Узбекистан и Таджикистан (22% каждый) и Кыргызская Республика (9%). В Приложении 4.2 содержится более подробный набор информации для каждой страны и по разным годам.

4.15 В дополнение к этому увеличению электроснабжения, у Кыргызской Республики и Таджикистана существуют некоторые дополнительные варианты для увеличения электроснабжения в зимнее время от существующих источников:

- В Кыргызской Республике, сейчас возможно проводить эксплуатацию Токтогульского каскада в измененном ирригационном режиме (ссылка на Главу II), что позволит осуществлять попуск дополнительно 1,5 миллиардов кубических метров воды и, тем самым, производить дополнительно 1,5 миллиардов кВтч электроэнергии зимой;
- В Таджикистане существует возможность заменить использование электроэнергии на цели отопления на другие ресурсы (уголь, газ, биомассы), в результате чего высвободится приблизительно 860 ГВтч для покрытия потребности в электроэнергии.

Таблица 4. 4: Состав ежегодного дополнительного электроснабжения				
Страна	Дополнительное электроснабжение (ГВтч) в результате проектов, связанных с:			
	Сокращением потерь	Реабилитацией вырабатывающих объектов	Новыми вырабатывающими станциями	Итого
Казахстан	5843	28401	6850	41,094 45%
Кыргызская Республика	1612	-	8509	10,121 11%
Таджикистан	1,988 +860	-	16830	19,678 22%
Узбекистан	4064	-1489	17062	19,637 22%
Итого	14,367 16%	26,912 30%	49,251 54%	90,530 100%

Примечание: Отрицательное значение в колонке 3 выше означает сокращение производства ввиду вывода из эксплуатации старых агрегатов в Узбекистане. Также 860 ГВтч добавляется в Таджикистане ввиду замены электроэнергии для целей отопления зимой другими источниками энергии.

С. Баланс спроса и предложения и экспортный потенциал

4.16 Электроснабжение для каждой страны в течение 2005-2025 года (с учетом существующего уровня производства, дополнительных вводимых в эксплуатацию объектов и вывода из эксплуатации старых генерирующих агрегатов) сравнивается с прогнозируемым потреблением в Таблице 4.5. Результаты показывают, что в 2005 году будет существовать избыток, составляющий 7.4 ТВтч. Как только новые инвестиции начнут приносить доход, региональный избыток увеличится до 43.4 ТВтч с 20020 до 2025 года, затем избыточная электроэнергия сократится до 16.5 ТВтч, поскольку рост потребления будет опережать рост выработки. В настоящее время все страны, за исключением Узбекистана, испытывают дефицит в зимнее время. С новыми проектами наибольший избыток будет обеспечен Узбекистаном (2015г.) и Таджикистаном (2020г.).

4.17 Картина меняется когда учитываются различия между летними и зимними условиями. Зимой 2005 года регион в целом испытывает дефицит в 1,6 ТВтч (2% зимнего потребления), однако этот дефицит начнет сокращаться по мере получения результатов от новых инвестиций. Зимний избыток в 2010 году составит 6.9 ТВтч, а к 2020 году увеличится до 15.5 ТВтч. К 2025 году, возможно, потребуются новые мощности для покрытия спроса в зимнее время. Кыргызская Республика сможет покрыть свое зимнее потребление (и, поэтому, ежегодное) до 2020 года, без Камбараты I и II, но с Бишкекской ТЭЦ II. Казахстан испытывает зимний дефицит, однако этот дефицит можно преодолеть за счет торговли. Таджикистан столкнется со значительным зимним дефицитом с 2010 года. Однако у Узбекистана существуют зимний избыток с самого начала (см. Таблицу 4.5 и Схему 4.4).

Таблица 4.5: Избытки электроэнергии, имеющиеся для торговли (ГВтч)						
Страна	Время года	2005г.	2010г.	2015г.	2020г.	2025г.
Казахстан	Лето	3198	3623	6876	3745	-234
	Зима	-2504	-2969	-130	-5563	-12318
	Год	694	654	6746	-1818	-12552
Кыргызская Республика	Лето	4737	6283	6863	6406	5991
	Зима	-2092	1584	1517	5761	4753
	Год	2645	7866	8381	12167	10744
Таджикистан	Лето	1511	4587	6767	12579	11697
	Зима	96	2841	4287	8308	7431
	Год	1607	7429	11055	20887	19128
Узбекистан	Лето	1620	3904	7635	5088	2091
	Зима	2862	5485	9846	7058	3767
	Год	4482	9389	17481	12147	5858
Все четыре страны	Лето	11066	18396	28142	27819	19545
	Зима	-1637	6942	15521	15564	3633
	Год	9429	25338	43663	43383	23178

4.18 Следует помнить, что данный анализ является индикативным для предоставления широкого понимания потенциала для экспорта. Дальнейший значимый анализ будет возможен, когда будет сделана симуляция систем, как с точки зрения энергии, так и мощности (с учетом дневных и сезонных изменений потребления, как на производящих, так и импортирующих рынках). Скорее всего, такой анализ будет проведен во второй стадии исследования.

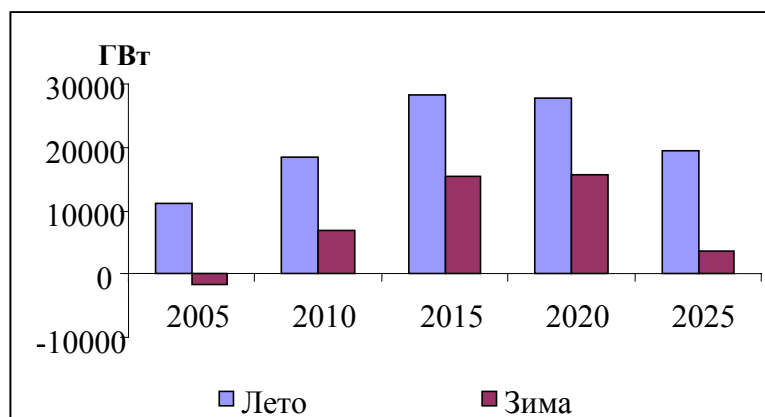


Схема 4.4: Излишки для экспорта, Центральной Азии

Экономическая оценка инвестиций в сокращение потерь и реабилитацию вырабатывающих объектов

4.19 Основная часть прогнозируемого спроса ЦАР может быть покрыта за счет сокращения потерь и реабилитации вырабатывающих объектов. Инвестиции, необходимые в передачу и распределение для сокращения потерь и реабилитацию вырабатывающих объектов ЦАР кратко приведены в Таблице 4.6. Инвестиции необходимы в Кыргызской Республике и Таджикистане в передачу и распределение для проектов по сокращению технических потерь, между тем как в Казахстане и Узбекистане инвестиции также необходимы в реабилитацию вырабатывающих объектов в дополнение к инвестициям в передачу и распределение. Соответственно, на эти две страны приходится 90% инвестиционных потребностей в регионе.

Таблица 4.6: Инвестиции в сокращение потерь и реабилитацию вырабатывающих объектов ЦАР (в долларах США)

Инвестиционный Проект	2004-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2004-2025	Средние дополнительные затраты (ц/кВтч)
Казахстан							
Передача и распределение	324.0	972.0	0.0	0.0	0.0	1296.0	2.8
Реабилитация Экибастузской ГРЭС-1	0.0	308.0	132.0	0.0	0.0	440.0	2.65
Реабилитация других крупных и средних агрегатов	0.0	395.9	460.1	214.0	0.0	1070.0	2.75
Итого Казахстан	324.0	1675.9	592.1	214.0	0.0	2806.0	2.8
Кыргызская Республика							
Передача и распределение	50.0	200.0	0.0	0.0	0.0	250.0	2.3
Итого Кыргызская Республика	50.0	200.0	0.0	0.0	0.0	250.0	2.3
Таджикистан							
Передача и распределение	25.0	285.0	0.0	0.0	0.0	310.0	2.1
Итого Таджикистан	25.0	285.0	0.0	0.0	0.0	310.0	2.1
Узбекистан							
Передача и распределение	172.9	691.8	288.2	0.0	0.0	1153.0	3.5
Реабилитация существующего производства	87.0	522.0	246.8	80.7	213.5	1150.0	3.6
Итого Узбекистан	259.9	1213.8	535.0	80.7	213.5	2303.0	3.5
Всего по ЦАР	658.9	3374.7	1127.1	294.7	213.5	5669.0	

4.20 В Таблице 4.6 также кратко приведено воздействие инвестиций на сокращение потерь и реабилитацию вырабатывающих объектов на стоимость/1кВтч электроэнергии для индивидуальных инвестиционных схем, а также соответствующих систем. Как показано, эти инвестиции приведут к средним дополнительным затратам/1кВтч (в ценах 2004 года) в 2,1 цента в Таджикистане; 2,3 центам в Кыргызской Республике; 2,8 центам в Казахстане и 3,5 центам в Узбекистане. Подробности представлены в Приложении 4.1.

ГЛАВА V: ОЦЕНКА НОВЫХ ВАРИАНТОВ ВЫРАБОТКИ

5.01 В данной главе будет сделана попытка ответить на следующий ряд вопросов: каковы экономические и финансовые затраты на электроэнергию, выработанную на новых агрегатах? Каковы будут затраты на передачу электроэнергии и следовательно стоимость на целевых рынках? Насколько конкурентоспособна будет электроэнергия от ЦАР на этих целевых рынках?

А. Техническая оценка

5.02 Краткое изложение физических и технических параметров новых рассматриваемых проектов в Центральной Азии²⁰ предоставлено в Таблице 5.1. Все проекты, за исключением Камбараты I и новой Экибастузской ГРЭС, частично построены. Из них Талимарджанская ГРЭС является наиболее продвинутой (требует всего один год для завершения) и Камбарата II является наименее продвинутой.

Таблица 5.1: Физические и технические подробности новых проектов по выработке							
Проект	Страна	Тип	Кап.затраты (млн.долларов США)	1 год про-ва	Мощность МВт	Стаб. про-во (ГВтч)	Стаб.сбыт (ГВтч)
Сангтудинская ГЭС	Таджикистан	Гидро (естеств.режим)	370	2009	670	2,700	2,673
Рогунская ГЭС I	Таджикистан	Гидро (накопительное)	785	2014	1,200	4,690	4,643
Рогунская ГЭС I и II	Таджикистан	Гидро (накопительное)	\$2,455	2014	3,600	14,300	14,157
Камбаратинская ГЭС I	Кыргызская Республика	Гидро (накопительное)	1,940	2017	1,900	5,100	5,049
Камбаратинская ГЭС II	Кыргызская Республика	Гидро (естеств.режим)	280	2012	240	1,116	1,105
Бишкекская ТЭЦ II	Кыргызская Республика	ТЭЦ (газовые турбины)	196	2007	400	2,453	2,355
Талимарджанская ГРЭС I	Узбекистан	Тепловая, паровые Турбины на газе	100	2005	800	4,537	4,265
Талимарджанская ГРЭС II	Узбекистан	Тепловая, паровые Турбины на газе	1,200	2011	2,400	13,613	12,796
Реабилитация Экибастузской ГРЭС	Казахстан	Тепловая, паровые Турбины на угле	440	2010	2,000	12,264	11,283
Новая Экибастузская ГРЭС	Казахстан	Тепловая, паровые Турбины на угле	1,085	2020	1,000	7,446	6,850

5.03 В отношении планируемой установленной мощности, Рогунская ГЭС I и II вместе будут крупнейшими, мощностью 3,600 МВт, за ними следует обе стадии Талимарджанской ГРЭС в Узбекистане, мощность которых будет составлять 3,200 МВт. Отчасти ввиду продвинутой стадии строительства, и отчасти ввиду того, что капитальные затраты тепловых проектов будут ниже по сравнению с гидроэнергетическими проектами, капитальные затраты Талимарджанской ГРЭС на 1кВтч установленной мощности наименьшие, за этим следует реабилитация Экибастузской ГРЭС. Что касается выработки электроэнергии, выработка Талимарджанской ГРЭС будет наивысшая и составит 18,150 ГВтч, при стационарном факторе 65%. Этот стационарный фактор мог бы быть и выше

²⁰ Список также включает в себя 4 агрегата по 500 МВт на Экибастузской ГРЭС-I, принадлежащей компании AES из США, так как у этой компании существуют планы по реабилитации и добавлению значительной мощности на этой станции, при условии наличия рынков сбыта.

(например, 85%), но существуют вопросы технологии²¹ и вопросы газовых запасов²², ввиду которых, скорее всего, стационарный фактор будет достаточно низким. Выработка Рогунской ГЭС будет второй по объему и составлять 14,300 ГВтч²³, представляя стационарный фактор примерно 45%. Это достаточно высоко для гидроэнергетических проектов (которые обычно составляют от 20 до 30%), и отражает гарантированную природу стока, образованного в результате таяния ледников и снега в реке Вахш, который в настоящий момент составляет 20 миллиардов кубических метров. Прошедшая реабилитацию Экибастузская ГРЭС I будет третьим крупным производителем, годовая выработка составит 12,300 ГВтч, при стационарном факторе 70%, который является типичным для электрической станции на угле.

5.04 Время, необходимое для завершения оставшихся работ и пуска станции, будет наименьшим для Талимарджанской ГРЭС-I, за ней последует Бишкекская ТЭЦ-II, на подготовку и строительство которой уйдет один год и два года соответственно. Меньшая гидросхема на Сангтуде, которая бы работала в естественном режиме реки, могла бы быть завершена через 4 года, и пущена в эксплуатацию в 2009 году. Более крупные гидротехнические накопительные схемы, Рогунская и Камбаратинская ГЭС-I, потребуют более длительного срока на подготовку, обычно 4-5 лет, и длительный срок строительства, обычно 7 лет. Для строительства этих крупных гидрологических систем на международных реках потребуется время для решения вопросов окружающей среды и вопросов, связанных с прибрежными государствами. Соответственно, предполагается, что первые агрегаты Рогунской ГЭС могут быть введены в эксплуатацию в 2014 году, а агрегаты Камбаратинской ГЭС-I в 2017 году. Камбаратинская ГЭС-II могла бы быть пущена в эксплуатацию в 2012 году, хотя и нужно сознавать определенные риски, связанные с ее строительством раньше Камбаратинской ГЭС-I²⁴. Новые тепловые станции, Талимарджанская ГРЭС-II и новая Экибастузская станция, могли бы быть запущены после реабилитации существующих тепловых станций. Соответственно, строительство Талимарджанской ГРЭС-II, могло бы начаться в 2009 году, и новые агрегаты могли бы начать выработку в начале 2011 года. Строительство новой Экибастузской станции могло бы начаться в 2016 году, а агрегаты могли бы быть пущены в эксплуатацию с 2019 года.

В. Экономическая оценка

(i) Экономические затраты выработки

5.05 На основании вышеупомянутых технических параметров, были получены экономические затраты выработки от каждого из новых проектов, которые кратко описаны в Таблице 5.2. Подробности расчетов представлены в Приложении 5.1, включая постепенное

²¹ Хотя планируемая мощность каждого агрегата 800 МВт, ожидается, что максимальный стационарный фактор будет составлять лишь 65%, на основании технического/эксплуатационного опыта некоторых подобных эксплуатируемых агрегатов в бывшем Советском Союзе. Далее, наличие охлаждающей воды является ограничивающим фактором для первого агрегата. Прежде чем устанавливать три других агрегата, необходимо изыскать возможности дополнительного водоснабжения.

²² Станция расположена на Мубарекском газовом месторождении, которое является достаточно крупным. Однако месторождение эксплуатируется более 15 лет, не производилась независимая оценка запасов по оставшимся извлекаемым запасам с этого месторождения.

²³ При сочетании с дополнительным производством 1,300 ГВтч на Нурекской ГЭС.

²⁴ Эта станция изначально является станцией в естественном режиме реки с очень маленьким потенциалом накопления и производством только в летнее время, когда уже существует избыток электроэнергии. А также без Камбаратинской ГЭС-I, могут возникнуть значительные проблемы заиления, которые приведут к более дорогостоящим решениям.

ежегодное освоение капитальных расходов, затрат на топливо (если применяются), затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также энергию, направленную от генерирующей станции (т.е. валовая произведенная энергия за минусом станционных нужд или собственного потребления). Для частично построенных проектов, показанные капитальные затраты необходимы для завершения оставшихся работ для ввода в эксплуатацию агрегата (т.е. затраченные невосполнимые средства не учтены). Для Камбаратинской ГЭС-I и новой Экибастузской ГРЭС, по которым пока еще не произведены затраты, были учтены полные затраты на строительство. Все цены отражены в постоянных долларах США на 2003 год.

5.06 Наименьшие экономические затраты выработки имеет Талимарджанская ГРЭС-I, отражая минимальные дополнительные капитальные затраты и небольшой срок строительства. Следующей по низким затратам является Сангтудинская ГЭС, за ней следует Бишкекская ТЭЦ-II, отражающая наименьшие капитальные расходы (в сравнении с новыми проектами подобного размера) и более короткий период строительства. С перспективы Центральной Азии, большая часть произведенной электроэнергии Сангтудинской ГЭС придется на летнее время (60%), когда уже существуют избытки в Таджикистане, а также в других странах региона, однако тепловые проекты могут вырабатывать электроэнергию в течение всего года, особенно в зимнее время, когда существует дефицит.

5.07 Среди крупных гидротехнических проектов, Камбаратинская ГЭС-I имеет наивысшую экономическую цену выработанной электроэнергии в 7,17 центов/кВтч, поэтому она является наименее привлекательной. В сравнении с Рогунской ГЭС, затраты Камбараты на 1кВт установленной мощности примерно на 50% выше (1,021 долларов США в сравнении с 682 долларами США), а ее станционный фактор гораздо ниже (31% по сравнению с 41%). Рогунская ГЭС-I сможет производить электроэнергию через пять лет строительства, между тем, как для Камбараты –I потребуются восемь лет строительства, прежде чем она сможет производиться электроэнергию. Далее Рогунская ГЭС также находится в выгодном положении, поскольку ее строительства также увеличит выработку на расположенном ниже по течению Нурекском водохранилище.

Таблица 5.2: Сравнение экономических затрат выработки с маргинальными затратами в экспортирующих/импортирующих странах и конкурентоспособность затрат

Новый проект	Экономические затраты /кВтч от нового Проекта	Маргинальные затраты нац. системы/кВтч без нового Проекта	Маргинальные затраты по выработке на целевом экспортном рынке (центы/кВтч)				
			Афганистан	Иран	Пакистан	Россия	Китай
			3.7	3.56	5.6	3.0	3.6 до 4.0
Сангтудинская ГЭС	1.97	2.1	да	да	да	да	да
Рогунская ГЭС I	2.46	2.1	да	да	да	да	да
Рогунская ГЭС I и II	2.83	2.1	да	да	да	да	да
Камбаратинская ГЭС I	7.17	2.3	нет	нет	нет	нет	нет
Камбаратинская ГЭС II	3.72	2.3	нет	нет	да	нет	нет
Бишкекская ТЭЦ II	2.55	2.3	да	да	да	да	да
Талимарджанская ГРЭС I	1.68	3.5	да	да	да	да	да
Талимарджанская ГРЭС II	2.76	3.5	да	да	да	да	да
Реабилитация Экибастузской ГРЭС	2.65	2.8	да	да	да	да	да

Новая Экибастузская ГРЭС	4.54	2.8	нет	нет	да	нет	нет
--------------------------	------	-----	-----	-----	----	-----	-----

5.08 Экономический анализ определил экономические затраты/КВтч для каждого варианта выработки при учетной ставке 10%. Это также означает, что, если выработанную электроэнергию можно будет продать на местном или экспортном рынке по более высоким ценам, внутренняя норма прибыли будет выше, чем 10%. В Таблице 5.2 также приведено сравнение также между экономическими затратами выработки от новых проектов и (а) средними ценами, необходимыми для возврата дополнительных расходов соответствующей национальной электрической системы без новых проектов²⁵; и (b) примерными маргинальными затратами выработки на целевых экспортных рынках.

5.09 Вышеприведенная таблица помогает в целом понять, насколько проекты являются разумными экономическими вариантами в рамках национальных, регионального и экспортного рынков электроэнергии. Экономические затраты на электроэнергию от таких проектов, как Сангтудинская ГЭС, и Талимарджанская ГРЭС I и II фактически ниже средних дополнительных затрат их национальных систем²⁶, и поэтому имеет смысл осуществить эти проекты в качестве хорошего дополнения к мощности национальных систем, если дополнительный спрос обосновывает такое дополнение мощности. Фактически, кажется, что большинство проектов, за исключением Камбараты-I и новой Экибастузской ГРЭС, являются экономичными вариантами, если основываться чисто на затратах на выработку. Позднее в данной главе проводится анализ конкурентоспособности, учитывающий затраты на передачу электроэнергии из Центральной Азии на целевые рынки.

С. Финансовая оценка

5.10 Был проведен финансовый анализ для того, чтобы понять финансовые затраты на выработку от каждого из новых вариантов. Сделано предположение о том, что каждый из этих вариантов будет разработан в качестве независимого производителя электроэнергии с участием частного сектора, следовательно, был принят корпоративный финансовый подход. А также для обеспечения сравнимости, применяется последовательный набор предположений в отношении структуры финансирования, стоимости капитала и т.п.

5.11 Примерные затраты, использованные для проведения экономического анализа, (Таблица 5.1) переведены в номинальные значения, а также учтены и проценты во время строительства (ПВС) для вычисления финансирования, необходимого для каждого проекта. Финансирование этих проектов основано на структуре, которая приведет к структуре финансирования после ПВС в виде 25% капитала и 75% заемного финансирования. Такая структура устанавливает равновесие между мнениями кредиторов (гарантия достаточного покрытия долговых обязательств за счет ежегодных чистых доходов) и мнениями инвесторов (минимизация капитала, также потому, что капитал зачастую более дорогой, чем заемные средства, что приведет к увеличению затрат на выработку). Предположения по условиям займов таковы: процентная ставка - 10%, период выплат - 15 лет с пятилетним периодом отсрочки по уплате. Ожидается, что внутренняя норма прибыли на капитал составит 15% в течение всего срока инвестиций, что соответствует ежегодному уровню возврата капитала от

²⁵ Упомянутые здесь дополнительные затраты состоят из инвестиций в топливо, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание реабилитации производства, передачи и распределения, включая сокращение потерь.

²⁶ Т.е. средние дополнительные затраты национальной системы до строительства данных проектов.

17% до 24% в отношении данных проектов²⁷. На этом основании был рассчитан тариф/кВтч на каждый год на 20-летний период, необходимый для обслуживания долга и обеспечения дохода на капитал. Затем эти ежегодные тарифы были выравнены²⁸ для того, чтобы провести сравнение между различными вариантами финансирования (для конкретного проекта) или между различными проектами. Эти выравненные тарифы/кВтч для проектов кратко приведены в Таблице 5.3.

Таблица 5.3: Выравненные тарифы для вариантов выработки		
Проект	Выработка электроэнергии, ГВтч	Выравненный тариф центы/кВтч
Сангтудинская ГЭС	2,673	2.44
Рогунская ГЭС I	4,643	2.91
Рогунская ГЭС I и II	14,157	3.24
Камбаратинская ГЭС I	5,049	8.54
Камбаратинская ГЭС II	1,105	3.95
Бишкекская ТЭЦ II	2,355	2.67
Талимарджанская ГРЭС I	4,265	1.75
Талимарджанская ГРЭС II	12,796	2.92
Реабилитация Экибастузской ГРЭС	11,283	2.66
Новая Экибастузская ГРЭС	6,850	5.05

5.12 Как можно увидеть, финансовые затраты выработки соответствуют анализу экономических затрат, в них Талимарджанская ГРЭС-I остается самой привлекательной, а Камбаратинская ГЭС-I наименее привлекательной.

D. Анализ чувствительности

5.13 Анализ чувствительности выполняется, как с учетом экономических, так и финансовых перспектив, для понимания того, каким образом изменения основных переменных величин оказывают воздействие на затраты на выработку.

Экономический анализ чувствительности

5.14 Вышеприведенные экономические производственные затраты предполагают, что весь произведенный объем от этих новых проектов, будет продан (либо на внутреннем, либо на экспортном рынке). Однако существует возможность, что иногда не произойдет потребление всей произведенной электроэнергии. Поэтому анализ чувствительности был выполнен по каждому из проектов для понимания степени воздействия на затраты на выработку, при различных стационарных факторах, и результаты, которые выражены соответствующими кривыми, показаны на Схеме 5.1 и 5.2.

²⁷ Уровень ежегодной прибыли на капитал различается между проектами, в основном, из-за периода строительства. Более длительные периоды строительства заставляют инвесторов ждать поступления денежных средств дольше, и, поэтому, повышают годовые доходы на капитал с тем, чтобы достигнуть 15% внутреннюю норму прибыли на капитал в течение срока инвестиций.

²⁸ Выравненные тарифы выравниваются на весь рассматриваемый период. Это единый тарифный показатель, и он означает, что текущая стоимость денежного потока, полученного от применения выравненного тарифа, будет та же, что и текущая стоимость денежного потока, полученного при применении действующего тарифа, который обычно отличается, иногда значительно, от года к году.

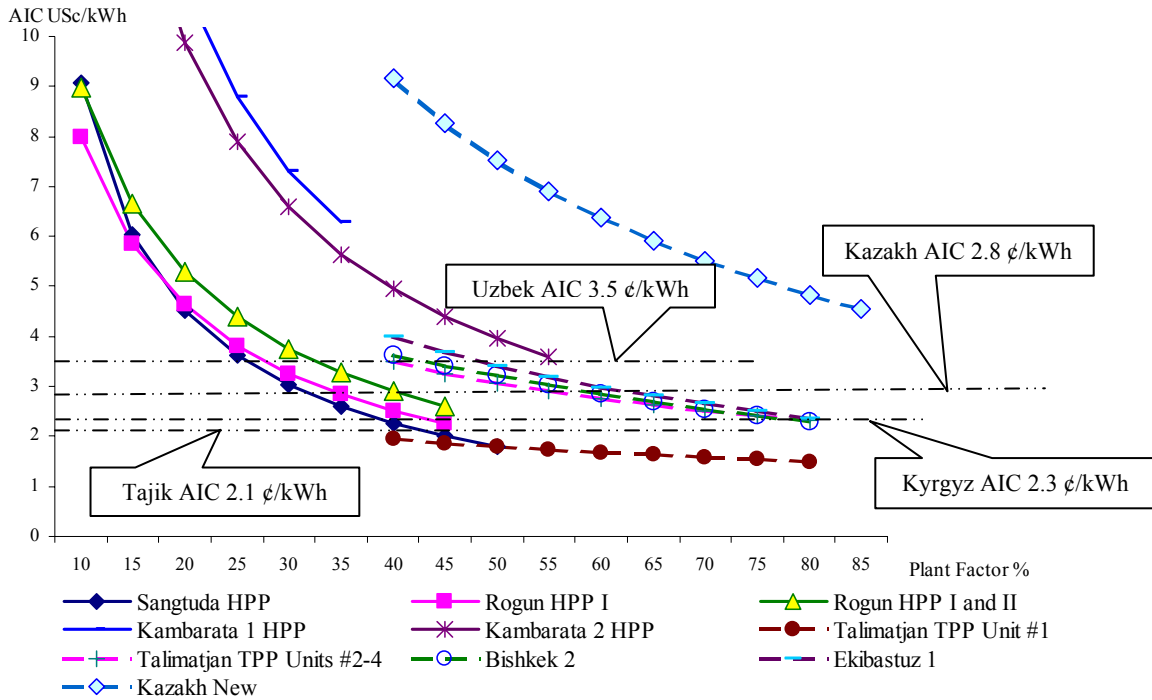


Схема 5.1: Экономические затраты на выработку от новых проектов при различных станционных факторах по сравнению со средними дополнительными затратами национальных систем ЦАР

5.15 Кривые на Схеме 5.1 сравнивают экономические затраты на выработку электроэнергии от новых проектов при различных станционных факторах со средними дополнительными затратами каждой системы до строительства новых проектов. Это показывает ограничения станционных факторов, при которых маргинальные затраты от новых проектов остаются благоприятными для внутренней торговли внутри ЦАР. По мере снижения станционного фактора объем выработки сокращается, а экономические затраты на выработку/кВт повышаются. Темпы таких повышений явно ниже в случае тепловых проектов, по сравнению с гидроэнергетическими проектами. Сочетание этих графиков и данные по маргинальным затратам экспортных рынков дает нам указание на объемы потребления, при которых эти проекты остаются экономически жизнеспособными на экспортных рынках (См. Схему 5.2).

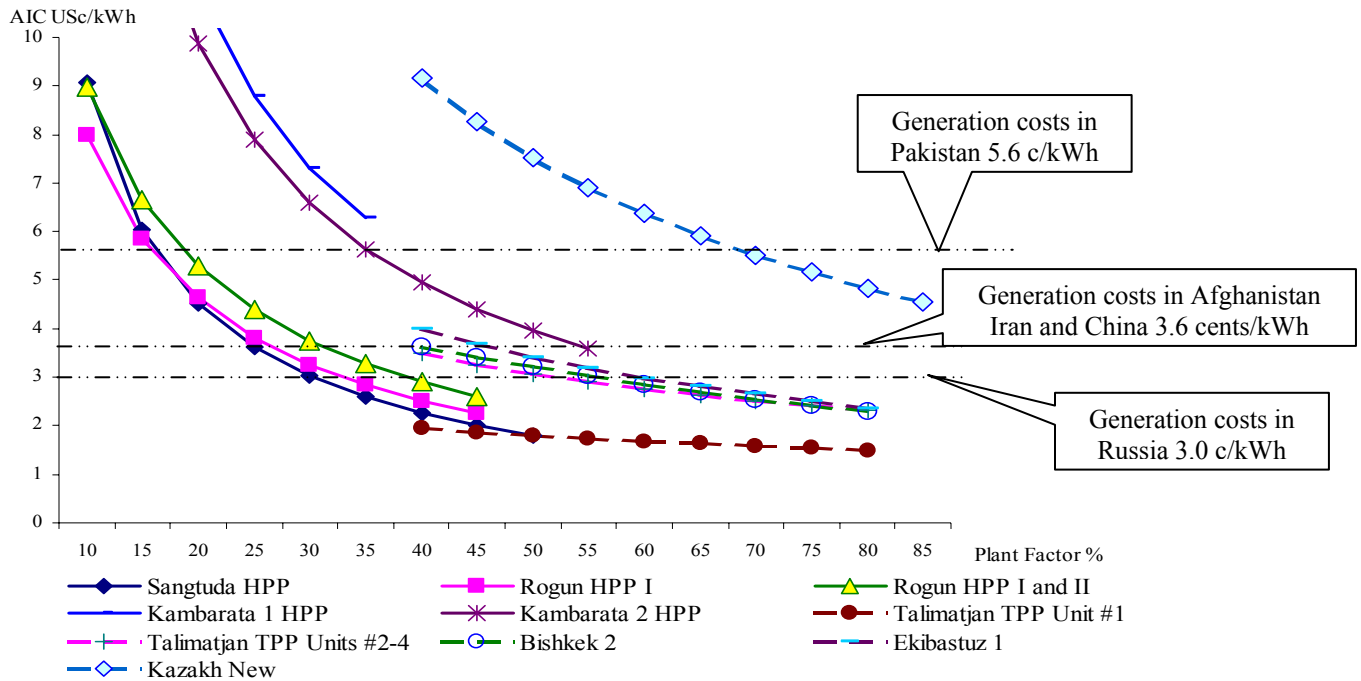


Схема 5.2: Экономические затраты на выработку от новых проектов при различных станционных факторах по сравнению с затратами на выработку на целевых рынках (исключая затраты на передачу)

Анализ финансовой чувствительности

5.16 Анализ чувствительности финансовой оценки был выполнен для случаев снижения выработки, повышения капитальных затрат, затрат на топливо, процентных ставок и норм рентабельности капитала. Результаты кратко приведены ниже в Таблице 5.4. С учетом высоких затрат на 1кВт, длительную подготовку и сроки строительства и низкие факторы нагрузки, гидроэнергетические проекты являются более чувствительными к изменениям в отношении большинства параметров, чем тепловые проекты. Соответственно, до тех пор, пока не будут заключены твердые контракты на экспорт, не имело бы смысла инвестировать в эти проекты. Тепловые энергетические проекты смогут справиться с возможными снижениями экспорта гораздо лучше, чем гидроэлектрические проекты. Однако тепловые электрические проекты также очень чувствительны к повышению цен на топливо. Высокий показатель чувствительности к изменениям цен на топливо для Талимарджанской ГРЭС-I связан с тем, что учитываемые капитальные затраты очень низкие, поскольку большая их часть уже была вложена и не подлежит возврату.

**Таблица 5.4: Результаты анализа чувствительности
по выравненным тарифам вырабатывающих проектов**

Проект	Базовый сценарий выравненный тариф цент/кВтч	Процентное изменение в выравненном тарифе, при				
		1.0% снижения выработки	1.0% повышении капитальных затрат	1.0% повышении процентной ставки*	1.0% повышении рентабельности капитала**	1.0% повышение цен на топливо
Сангтудинская ГЭС	2.44	1.25%	0.97%	0.70%	0.42%	..
Рогунская ГЭС 1	2.91	1.25%	0.99%	0.71%	0.45%	..
Рогунская ГЭС 1 и 2	3.24	1.25%	0.89%	0.79%	0.49%	..
Камбаратинская ГЭС 1	8.54	1.25%	1.00%	0.82%	0.52%	..
Камбаратинская ГЭС 2	3.95	1.25%	0.99%	0.38%	0.46%	..
Бишкекская ТЭЦ 2	2.67	0.83%	0.46%	0.30%	0.21%	0.34%
Талимарджанская ГРЭС 1	1.75	0.37%	0.17%	0.09%	0.04%	0.71%
Талимарджанская ГРЭС 2	2.92	0.81%	0.59%	0.47%	0.31%	0.17%
Реабилитация Экибастузской ГРЭС	2.66	0.63%	0.23%	0.18%	0.12%	0.50%
Новая Экибастузская ГРЭС	5.05	0.60%	0.59%	0.46%	0.50%	0.29%

*1% из 10% или 10 базовых пунктов;

**1% от предполагаемой нормы прибыли (17 базовых пунктов, если норма прибыли составляет 17%).

Е. Оценка конкурентоспособности

5.17 Из предыдущих разделов представляется, что Центрально-Азиатская электроэнергия, включая несколько новых проектов, могла бы быть конкурентоспособной на целевых экспортных рынках. Однако для достижения более лучшего понимания конкурентоспособности, необходимо учитывать стоимость Центрально-Азиатской электроэнергии, доставленной на целевые рынки и, следовательно, необходимо учитывать затраты на передачу из системы Центральной Азии (ЦАЭС) на каждый из этих целевых рынков.

Требования к системе передачи для торговли электроэнергией

5.18 На первый взгляд кажется, что не требуется крупного расширения системы для передачи электроэнергии из одной части ЦАЭС в другую часть, поскольку электроэнергия, передаваемая в настоящий момент в ЦАЭС составляет 136 ТВтч (2003г.) в сравнении с 184 ТВтч в 1990 году. Однако это необходимо подтвердить путем проведения исследований по текущим или прогнозируемым потокам нагрузок, а также по оценке состояния системы. Планируется провести эти исследования в Фазе II данного Исследования. Тем не менее, укрепление передающей линии север-юг в Казахстане представляется стратегически важной задачей, так как поможет увеличить потоки энергии с севера Казахстана на юг, и устранить недостатки для улучшения экспорта в Россию. Уже найдено финансирование для части этой стратегической линии при помощи недавно выделенного кредита ЕБРР. Финансирование и завершение строительства оставшихся участков этой линии чрезвычайно важно для улучшения торговли в ЦАЭС и на внешнем рынке в России, через полное использование тепловых станций в северном Казахстане для торговли.

5.19 Для электроснабжения других рынков, кроме России, потребуются новые линии, как показано на Схеме 5.3 в дополнение к существующим линиям (которые также необходимо усилить).

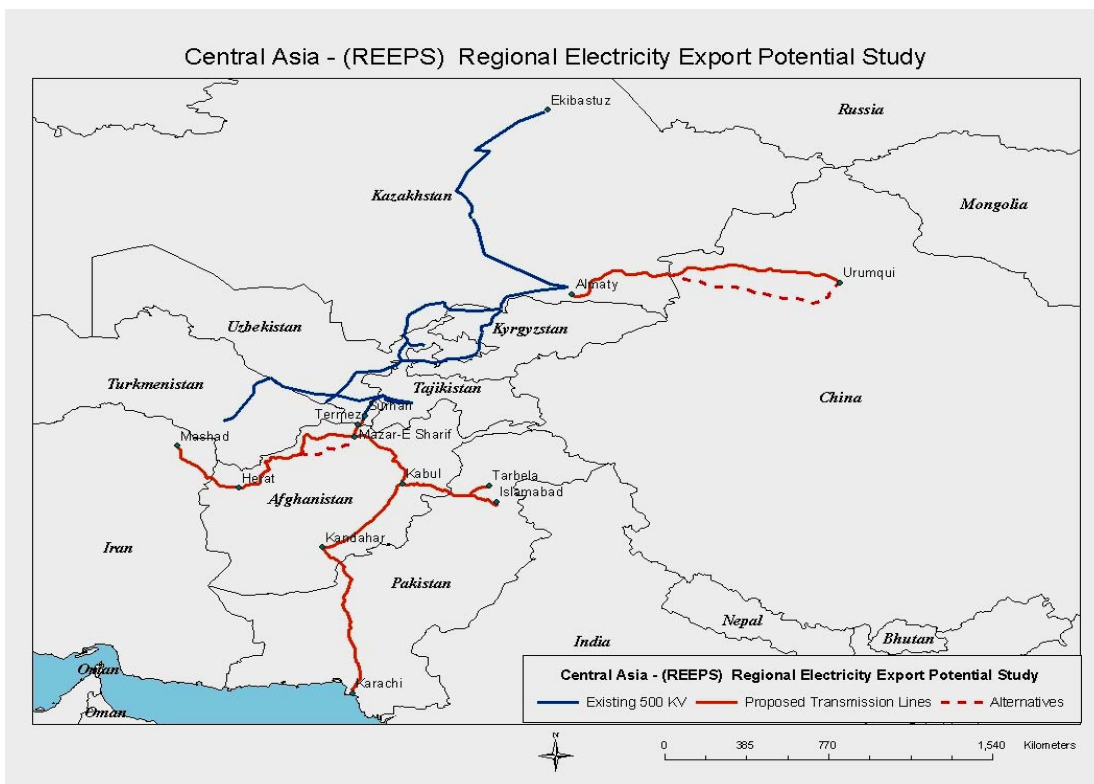


Схема 5.3: Новые линии передачи, необходимые для экспорта

5.20 Мазар-и-Шариф в Афганистане, который соединен с Таджикистаном и Узбекистаном (а также Туркменистаном), имеет потенциал стать ключевым узлом в северном Афганистане для предоставления возможности обмениваться электроэнергией между Центральной Азией и Афганистаном, Ираном и Пакистаном. Линия между Центральной Азией и Ираном через Афганистан проследует по маршруту Центральная Азия – Мазар-и-Шариф – Херат (в западном Афганистане), куда Иран уже строит линию 220кВ от своей системы. Линии из Центральной Азии в Пакистан могли бы проследовать по маршруту Центральная Азия – Мазар-и-Шариф – Кабул, и далее, возможно, в Тарбелу в Пакистане. Другой альтернативой может быть прохождение через Кандагар в южном Афганистане и до Карачи (через Куэтту в западном Пакистане). Для экспорта в Китай кажется, оптимальным маршрутом является Алматы в Урумчи в Цзынь-Дзянь Уйгурском автономном округе. Все предлагаемые новые линии рассматриваются как двухцепные линии 500кВ переменного тока с соответствующими подстанциями, за исключением линии Алматы-Урумчи, которая будет построена как линия 500кВ постоянного тока со сдвоенными преобразователями.

5.21 Следуя методологии, которая применялась для проектов по выработке, проведен экономический и финансовый анализ линий электропередач для расчета затрат передачи/кВт по этим линиям (см. Приложение 5.2 для подробностей). Результаты обобщаются в Таблице 5.5.

Таблица 5. 5: Экономический и финансовый анализ вариантов передачи

Линия	Расстоян. км	Напряж. кВ	Тип линии	Ежег. передача ГВтч	Число новых подстан.	Число расшир. подстан.	Инвест. млн. дол. США	Экон. затраты передачи цент/кВт	Финансовые затраты передачи цент/кВт
Алматы (Казахстан) – Урумчи (Китай)	1,050	500	Пост. ток	10,000	1	1	390.0	0.66	0.72
Сурхан (Узбекистан) – Кабул (Афганистан)	515	500	Пер.ток	5,000	2	1	153.0	0.43	0.51
Кабул (Афганистан)- Тарбела (Пакистан)	360	500	Пер.ток	3,000	1	1	90.5	0.44	0.49
Сурхан (Узбекистан) – Мешед (Иран)	1,150	500	Пер.ток	10,000	4	1	320.0	0.53	0.59
Необязательные линии									
Кабул (Афганистан)- Кандагар (Афганистан)	490	500	Пер.ток	5,000	2	1	138.2	0.40	0.46
Кандагар (Афганистан) – Карачи (Пакистан)	900	500	Пер.ток	4,000	3	1	226.6	0.84	0.99

Конкурентоспособность электроэнергии Центральной Азии

5.22 Проведено сравнение маргинальных затрат на выработку на целевых рынках с затратами электроэнергии, доставленной на эти рынки из ЦАР (затраты на выработку каждого предусматриваемого проекта в ЦАР плюс связанные с ними затраты на передачу) и результаты кратко приведены в Таблице 5.6. Сангтуда в Таджикистане и Талимарджан-I в Узбекистане, скорее всего, будут конкурентоспособны на всех рынках, в то время, как Рогун I и Талимарджан II будут конкурентоспособны в Афганистане, Иране и Пакистане. В Пакистане Фаза II Рогунской ГЭС, а также Камбарата – II также могут быть конкурентоспособными.

Таблица 5.6: Маргинальные затраты на выработку на целевых рынках по сравнению с затратами на импорт (центы/кВтч)

Целевой рынок	Маргинальные затраты на выработку на целевом рынке	Варианты электроснабжения	Затраты на передачу	Итого затраты на импорт
Афганистан	3.7	Сангтуда, Рогун 1, Талимарджан 1 и 2	0.51	2.26 – 3.43
Иран	3.6	Сангтуда, Рогун 1, Талимарджан 1 и 2	0.54	2.29 – 3.46
Пакистан	5.6	Сангтуда, Рогун, Талимарджан 1 и 2, Камбарата 2	0.51	2.26 – 3.75
Китай	3.6	Сангтуда, Талимарджан 1	0.72	2.47 – 3.16
Россия	3.0	Сангтуда, Талимарджан 1	0.55	2.30 – 2.99

Ключевые выводы

5.23 Возможно, было бы полезно кратко изложить ключевые пункты обсуждений по спросу и предложению из предыдущей главы, а также глубокому анализу вариантов снабжения из данной главы:

- i. Ежегодное внутренне потребление в Центральной Азии может быть покрыто примерно до 2020 года за счет осуществления мер по сокращению потерь, реабилитации существующей генерирующих объектов; и дополнительных мер, таких как измененный ирригационный режим Токтогульского водохранилища в Кыргызской Республике и замена электроэнергии на другие виды ресурсов на цели отопления в Таджикистане.

- ii. Сезонный дефицит электроснабжения в зимний период продолжится. Наиболее эффективным вариантом для покрытия данного дефицита будет осуществление торговли в небольших количествах. Однако, так как существует дефицит мощности в зимнее время, потребуются некоторые новые вырабатывающие объекты для покрытия зимнего потребления.
- iii. Наиболее привлекательными вариантами выработки для покрытия зимнего потребления являются Талимарджанская ГРЭС I в Узбекистане, которая в основном закончена, и Бишкекская ТЭЦ – II в Кыргызской Республике, которая построена частично. Проект Бишкекской ТЭЦ – II представляет собой наиболее эффективный с точки зрения затрат и быстрый вариант для покрытия будущего спроса в Кыргызской Республике по сравнению с Камбаратинскими ГЭС. Однако, обе тепловые электростанции зависят от наличия газа в Узбекистане.
- iv. Кроме этого потребуются некоторые обновления объектов электропередачи для облегчения внутрирегиональной торговли, включая строительство линии север-юг в Казахстане, и разгрузки в системе передачи в южной части Центрально-Азиатской системы.
- v. Эти дополнительные инвестиции в линии электропередач и вырабатывающие мощности также имеют смысл с точки зрения внерегиональной перспективы. Кроме этого, инвестиции в Сангтудинскую ГЭС, которая является достаточно конкурентоспособной и осуществляет вклад в покрытие зимнего потребления, также следует рассматривать как стратегические инвестиции со значением для всего региона.
- vi. Рост внутрирегиональной торговли обеспечит значительные выгоды в дополнение к возможности для каждой республики покрыть внутреннее потребление при минимальных затратах. Например, Узбекистан может оптимизировать сезонное сочетание топлива, сэкономить газ, принести пользу окружающей среде, и, возможно, даже, иметь право на зачеты по углеродным выбросам.
- vii. Основные новые генерирующие проекты в Центральной Азии, Рогун и Талимарджан II, будут выполнимы лишь в случае гарантированного доступа к экспортным рынкам за пределами региона. В этом отношении у электроэнергии Центральной Азии существует потенциал конкуренции по затратам с маргинальными затратами на выработку на каждом целевом рынке за пределами региона. Однако, преимущество в затратах не является существенным в некоторых случаях, и может быть недостаточным для преодоления озабоченности, связанной с безопасностью электроснабжения.

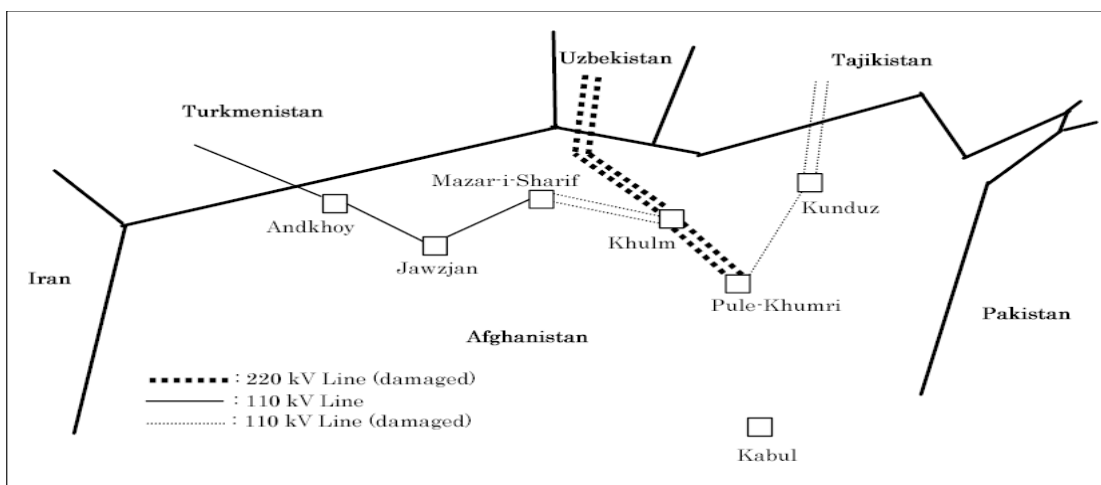
ГЛАВА VI: СТРУКТУРА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЫНКОВ ЭКСПОРТА

А. Афганистан

6.01 *Инфраструктура*: Афганистан наделен значительными энергетическими ресурсами, однако существует неопределенность в отношении размеров ресурсов. Предполагается, что его запасы ископаемого топлива состоят из: примерно 30 миллиардов кубических метров запасов газа, 95 миллионов баррелей нефти и запасов конденсата; а также запасы угля превышают 100 миллионов тонн по прошлым оценкам геологических разведок. Однако необходимо провести инженерные работы, составить анализ затрат и рынка для улучшения этих оценок запасов, и сделать оценку в отношении того, какой их объем доступен для промышленных масштабов. Афганистан также обладает значительными объемами гидроэнергетического потенциала. Ввиду ряда продолжительных конфликтов энергетическая инфраструктура Афганистана не смогла увеличиться более уровня середины 1970-х годов, и фактически значительно ухудшилась ввиду военных повреждений. По состоянию на 2003 год по имеющейся информации его установленная электрическая генерирующая мощность составляет 454 МВт, в то время как эксплуатационная мощность составляет всего 285МВт³⁰ Не существует национальной системы линий электропередач, и система состоит из трех изолированных систем, расположенных вокруг городов Кабул, Кандагар и Мазар-и-Шариф. Самая большая система расположена в Кабуле, установленная мощность которой составляет 245МВт (200МВт гидроагрегаты и 45МВт дизельные газовые турбины). Гарантированная выработка гидроэлектрических агрегатов составляет всего 65МВт, что приводит к более острому дефициту электроэнергии в зимнее время.

6.02 Система электроснабжения Афганистана соединена с системами его соседей на севере, Центрально-Азиатскими Республиками Таджикистаном, Туркменистаном, и Узбекистаном, как показано на Схеме 6.1. Существует также относительно небольшая связь (однофазная, 20 кВ, между Заболем в Иране и Заранжи в Афганистане) с Ираном в районе Херат. Кроме этого, существует двухцепная линия 132кВ от Тобат-е-Жам в Иране в Херат (протяженностью 150км).

³⁰ Политика сектора электроэнергетики, Министерство водных ресурсов и энергетики, Афганистан, август, 2003 г



Источник: Азиатский Банк Развития – Исследование по электрической взаимосвязи для региональной торговли, март, 2003г.

Схема 6.1: Трансграничные электрические соединения Афганистана

6.03 Предпринимаются усилия для укрепления и увеличения взаимосвязей, и некоторые из этих усилий более конкретные по сравнению с другими. Линия между Туркменистаном и Хератом закончена на средства Афганского правительства в мае, 2004 года. Эта линия построена на 220кВ, однако в настоящее время эксплуатируется как линия 110кВ. Кроме этого АБР будет финансировать ремонт и реконструкцию две одноцепные параллельные линии от Термеза (Узбекистана) в Пул-э-Кумри, протяженность которых составит 241км.

6.04 *Текущее потребление:* По оценкам недавно завершеногo мастер плана электрического сектора для Афганистана текущее потребление составляет примерно 750ГВтч, и предполагается, что текущая пиковая нагрузка составляет 215МВт для всего Афганистана. Также может существовать подавленное потребление, уровень которого предположительно составляет 470ГВтч в смысле энергии, и 121 МВт потребностей пиковой мощности.

6.05 *Потребители и потребление:* Очень низкий доступ к электроэнергии является самой важной проблемой в Афганистане. Лишь 234 000 потребителей в стране соединены с системой. Более 202 000 были населением. Система вокруг Кабула обслуживает около 76 000 потребителей. В целом лишь 6% населения имеет доступ к электрической системе. Недостаток генерирующей мощности, даже тех станций, которые соединены с системами, не обеспечивает надежное электроснабжение, и приводит к тому, что потребление на душу населения составляет всего 16кВтч/год²⁹, что, вероятно, является наименьшим показателем в мире.

6.06 *Системные потери и сборы:* С учетом поврежденного состояния объектов передачи и распределения, по оценке потери передачи и распределения составляли 25% в 2002 году. Кроме этого нетехнические потери в системе распределения оценивались на уровне 20%. Так потери произведенной электроэнергии составляют 45%, и по ней не выставляются счета. Всего около 54% выданных счетов собираются.

²⁹ Оценочный отчет АБР (Номер AFG 36673) по неотложной реабилитации инфраструктуры и проекту реконструкции, май, 2003г.

6.07 **Затраты электроснабжения:** Различные части Афганской системы электроснабжения несут разные уровни затрат на основании источников электроснабжения (гидро, тепло, импорт и т.п.), плотности населения и степени охвата населения. Вообще-то затраты электроснабжения на территории города Кабула наименьшие (поскольку доля электроэнергии, выработанной гидроэнергетическими объектами самая высокая, и более 50% потребителей располагается здесь), за ним следуют регионы Балх, Кундуз и Херат.

6.08 **Существующий импорт электроэнергии:** Афганистан импортирует электроэнергию из Ирана, Узбекистана, Таджикистана и Туркменистана. Информация по текущему импорту электроэнергии кратко приводится в Таблице 6.1.

Таблица 6.1: Существующий импорт электроэнергии Афганистаном				
	Иран	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан
Срок контракта (лет)	4	1	10	1
Максимальная мощность (МВт)	2 МВт (Нимроз); 2 МВт (Херат)	Зима- 5 МВт; Лето - без огранич.	2 МВт (Херат); 6 МВт (Андхой)	150
Максимальная энергия (млн.кВтч)	н/п	н/п	15 млн.кВтч	н/п
Цена (центы США/кВтч)	2.25	2	2	2

Источник: Афганистан, Министерство водных ресурсов и энергетики.

6.09 В протоколе намерений между Афганистаном и Узбекистаном говорится, что Узбекистан предоставит до 150МВт электроэнергии в течение 10 лет и по стоимости 2.0 цента США/кВтч в течение первого года. Существуют проблемы оплаты Афганистаном за его импорт электроэнергии – Узбекистану должны средства за поставку электроэнергии в прошлом.

6.10 **Перспективное электропотребление:** Недавно завершенная разработка Мастер плана электрического сектора для Афганистана также прогнозирует потребление до 2020 года, приведенное в Таблице 6.2.

Таблица 6.2: Афганистан – Краткое изложение энергопотребления (ГВтч) и прогноз пиковой нагрузки (МВт)												
Регион	Существующая нагрузка		Подавленное потребление		Основа прогноза		Базовый		Низкий		Высокий	
	Потребл.	Пик. нагруз.	Потребл.	Пик. нагруз.	Потребл.	Пик. нагруз.	Потребл.	Пик. нагруз.	Потребл.	Пик. нагруз.	Потребл.	Пик. нагруз.
Кабул	359	111	212	55	571	166	1522	347	1047	239	2133	487
Нангархар	49	8	9	5	58	13	260	54	176	36	374	78
Парван	1	2	30	6	31	8	166	38	105	24	248	57
Гори	28	14	75	12	103	26	358	80	248	55	604	129
Балх	149	38	52	13	201	51	680	155	432	99	969	221
Херат	1	2	36	8	37	10	325	74	196	45	509	111
Кандагар	141	30	43	12	184	42	431	90	292	61	625	130
Другие	22	10	13	10	35	20	126	67			175	92
Итого	750	215	470	121	1220	336	3868	905			5637	1305

Источник: Мастер-план электрического сектора для Афганистана, 2004 год

6.11 В базовом прогнозе предполагается, что потребление энергии достигнет 3 868ГВт часов в 2020 году. Это дает ежегодный уровень роста в 6,6% от прогнозируемой базы

(включая подавленное потребление) и 9,5% от существующей нагрузки (2002г.). При высоком прогнозе предполагается, что потребление достигнет 5 636ГВтч в 2020 году. Это на 46% выше по сравнению с базовым прогнозом и показывает, что среднегодовой уровень роста составит 8,9% от прогнозируемой базы (включая подавленное потребление), и 11,9% от настоящей нагрузки (2002г.).

6.12 Институциональные и финансовые аспекты. Да Афганистан Бришна Моассеса (ДАБМ) является государственной вертикально интегрированной компанией, эксплуатирующей все электрические объекты в Афганистане. Она подчиняется Министерству водных ресурсов и энергетики.

Таблица 6.3: Текущие тарифы на электроэнергию в Афганистане

Категория	Кабул		Балх		Кундуз		Херат	
	Афг/кВтч	Цент/кВтч	Афг/кВтч	Цент/кВтч	Афг/кВтч	Цент/кВтч	Афг/кВтч	Цент/кВтч
Население			2.0	4.1	2.5	5.1	4.0	8.2
0-600 кВтч/месяц	0.5	1.0						
600-1200 кВтч/месяц	1.6	3.3						
Выше 1200кВт/месяц	2.5	5.1						
Правительство	5.0	10.2	5.5	11.3	5.0	10.2	7.0	14.3
Прочие потребители	5.0	10.2	5.5	11.3	5.0	10.2	7.0	14.3
Иностраный НПО и т.п.	5.0	10.2	6.0	12.3	10.0	20.5	10.0	20.5

Источник: Техническое Приложение по обеспечению будущего сектора электроэнергетики Афганистана, декабрь, 2003г.

6.13 Существующие тарифы в Афганистане кратко приведены в Таблице 6.3. Хотя и выставленный тариф оказывает высоким по сравнению с уровнем доступности в Афганистане, средние счет категории населения имеют тенденцию быть гораздо ниже, поскольку большинство потребителей не получают более 600кВт в месяц, ввиду дефицита электроснабжения.

6.14 Возникающая стратегия электроснабжения Афганистана. После завершения составления документа по «Обеспечению будущего Афганистана», стратегического документа, представленного донорам в Берлине в начале этого года, начинают возникать основные элементы стратегии по выполнению потребностей электроснабжения. Эти элементы включают в себя признание того, что импорт электроэнергии является залогом для покрытия дефицита электроснабжения в краткосрочной перспективе, и продолжении роли импортом в покрытии электропотребления в течение определенного времени. Поэтому акцент в краткосрочной перспективе ставится на решение проблем заключения субоптимальных договоров на покупку электроэнергии с Центрально-Азиатскими соседями. В средне и долгосрочной перспективе Афганистан будет развивать свои собственные источники производства по стратегическим причинам/причинам развития, а также причине энергетической безопасности; и будет ли импорт продолжать являться серьезным вариантом, будет зависеть от наличия долгосрочной электроэнергии по конкурентоспособным ценам.

6.15 Для устойчивости импорта по крайней мере в краткосрочной перспективе, Афганистан должен обеспечить оплату за импортированную электроэнергию, что является проблемой. В этой связи Афганское руководство желает предоставить экспортирующим организациям дополнительные заверения в отношении обязательств по оплате за электроэнергию, вероятнее всего, при поддержке со стороны международных финансовых организаций (МФО). Эти поддержка могли бы поступить из Трассового Фонда на

реконструкцию Афганистана (Трастовый Фонд с участием множества международных доноров, под управлением Всемирного Банка), хотя и в настоящий момент нет в наличии достаточных средств. Ожидается, что Трастовый Фонд на Реконструкцию Афганистана будет создан до 2010 года. Другая возможная альтернатива – это кредитная линия и/или гарантия от МФО по платежным обязательствам.

6.16 *Афганистан как транзитная страна:* У Афганистана существует потенциал передачи электроэнергии из Республик Центральной Азии в Пакистан и Иран через Херат, являющийся важным центром нагрузки в Афганистане. Однако для возможности реализации данного потенциала потребуются значительно больший объем информации и указаний серьезности интересов со стороны всех заинтересованных сторон, а на это может уйти некоторое время.

В. Китай

6.17 *Инфраструктура:* Цзинь-Дзянь Уйгурский Округ Китая имеет общую границу с Республиками Центральной Азии, и мог бы стать потенциальным рынком для экспорта электроэнергии. При населении в 1,3 миллиардов человек электроэнергетическая отрасль Китая вторая по величине в мире. Ее общая установленная генерирующая мощность на конец 2002 года составляла около 353ГВт, а общее производство электроэнергии в 2002 году составляло 1620ТВтч. Около 74% производства электроэнергии происходит на угле и частично на газе. 24% электроэнергии производится гидроэлектрическими станциями. Около 2% от атомных электрических станций.

6.18 *Рынок:* По информации у более 95% поселков Китая имеется доступ к электроэнергии. Промышленность потребляет 72% от всей электроэнергии, за ней следует население (12%), сельское хозяйство (5%) и прочие (11%).

6.19 *Рост и прогноз потребления:* Хотя и рост потребления замедлился в течение 1994 по 1998 годы, и у страны существует избыточная мощность, с тех пор потребление значительно увеличилось, и в 19 из 31 округов в настоящее время испытывается серьезный дефицит электроснабжения, что оказывает влияние на промышленное производство. С учетом его прогнозов роста ВВП, и его относительно низким уровнем существующего ежегодного потребления электричества на душу населения (1 062кВтч), прогноз долгосрочного увеличения потребления в 4,5% до 2020 года все же может оказаться консервативным.

6.20 *Тарифы:* Тарифы отличаются во всех округах. До недавних пор следовали политике «новая цена для каждого нового завода», что привело к множественности тарифов даже в пределах одного округа. С 2000 года Китай движется в направлении унифицированных тарифов, основанных на средних затратах производства, передачи и распределения. После реформ в секторе 2002 года, ожидается, что тариф производства будет определяться на основании конкуренции, и розничные тарифы будут представлять собой сумму конкурентных цен производства и регулируемых тарифов сети. Это все еще в процессе развития. В целом уровень среднего тарифа составлял в 2000 году 4,5 центов/кВтч. Предполагается, что тарифы значительно увеличились с этого времени.

6.21 *Реформа сектора:* С конца 2002 года электроэнергетический сектор Китая претерпел структурные изменения. Государственная электрическая Корпорация разделена на пять больших генерирующих компаний и несколько передающих и распределительных компаний

для введения конкуренции в сектор электроэнергетики. Для регулирования системных тарифов создана Государственная Электрическая Регулятивная Комиссия.

6.22 *Возможность экспорта в Цзинь-Дзянь Уйгурский автономный округ.* Площадь Цзинь-Дзянь Уйгурского автономного округа равна одной шестой части всей Китайской территории, а население составляет 17,5 миллионов человек с ежегодным приростом на 1,28%. Взаимосвязи между восемью регионами электрической системы Китая не достаточны для полной передачи избытка электроэнергии из одного региона в другой. В настоящее время Цзинь-Дзянь Уйгурский автономный округ не входит в список провинций, испытывающих значительный дефицит или избыток электроэнергии.

6.23 На конец 2001 года его установленная генерирующая мощность составляла 4 744МВт, а ежегодное производство электроэнергии 19,6ТВтч. Недавно он испытал ежегодное увеличение потребления на 8% в сравнении с ростом ВВП на 7,6%. С 1993 года по информации, ежегодное электроснабжение составляет около 5ГВтч от Кыргызской Республики по линии 10кВ.

6.24 Широко известный Таримский бассейн со значительными запасами нефти³⁰ и газа находится в этом округе. Взято обязательство по прокладке газопровода из этого округа на восток протяженностью 2 600 миль, и оценочной стоимостью в 5,2 миллиардов долларов США, работа уже начата. При ее завершении в 2007 году ожидается, что можно будет ежегодно транспортировать 12 миллионов кубических метров природного газа в восточные провинции. Также предполагается, что регион обладает значительными угольными запасами.

6.25 Разумно предположить, что ввиду действий, связанных с разведкой и добычей нефти и газа спрос на электроэнергию в округе будет продолжать увеличиваться на 7-8% в год. В этом контексте Кыргызская Республика и Таджикистан могли бы надеяться на покрытие части этого спроса за счет экспорта своей гидроэлектроэнергии.

6.26 В контексте повышения цен на электроэнергию в Китае в результате сокращения поставок угля и увеличения цен на нефть и газ, а также в контексте дефицита электроэнергии, взятие части рынка электроэнергии Цзинь-Дзянь Уйгурского Автономного округа является одной из возможностей. Однако основной рост потребления, и испытываемый в настоящее время дефицит приходится на центры с большим населением, расположенные на восточном побережье Китая, передача электроэнергии в которые из Центральной Азии становится проблемой ввиду больших расстояний. Цзинь-Дзянь Уйгурский Автономный округ в настоящее время может покрывать свое потребление за счет внутренней электроэнергии, имеющейся в округе.

С. Иран³¹

6.27 С населением 65 миллионов человек (2000г.) и ВВП на душу населения 1000 долларов США, Иран наделен избыточными энергетическими ресурсами. Считается, что Иран обладает более 8,6% нефтяных запасов мира, и 17% газовых запасов мира, помимо значительных запасов угля и около 42 000 МВт гидроэнергетического потенциала. Тем не

³⁰ Оценки потенциальных запасов нефти отличаются от нескольких миллиардов баррелей до 80 миллиардов баррелей.

³¹ Большая часть информации в этом разделе взята из Отчета по обзору окружающей среды, подготовленного Банком в 2003 году. Использован обменный курс, составляющий 8000 риалов за доллар США.

менее, он является потенциальным рынком для экспорта электроэнергии из системы Центральной Азии ввиду его дефицита электроэнергии в летнее время, а также изолированности сети, примыкающей к Туркменистану.

6.28 Структура сектора: Министерство энергетики ответственно за энергетическую политику. Недавно эксплуатация системы была передана компании Таванир, которая является холдинговой компанией, ответственной за производство и передачу с 27 производящими дочерними компаниями, а также дочерними компаниями по передаче и диспетчерскому контролю. Кроме этого существует 16 региональных энергетических компаний и 39 распределительных компаний, подчиняющихся Министерству. Также существует 27 компаний, оказывающих вспомогательные услуги, 18 компаний для предоставления инженерных услуг и консультационных услуг по управлению, 6 дочерних компаний для обучения и исследований, 8 дочерних компаний по финансированию и 27 компаний для заключения контрактов на строительство и т.п., подчиняющихся либо Таванир, либо Министерству.

6.29 Инфраструктура: Общая установленная электрическая генерирующая мощность в Иране в 2001 году составляла 34 222МВт, из которых 1 998МВт были на ГЭС, а остальная часть на станциях, использующих ископаемое топливо. Мощность тепловых станций состояла из паровых турбин на угле или газе (14 402МВт), ТЭЦ (комбинированный цикл) на газе (4 060МВт), газовых турбин открытого цикла (7 038 МВт) и дизельных генераторных станций (540МВт). Также учитывается мощность 6 190МВт, не принадлежащая государственным электрическим организациям. Около 70% тепловой мощности получено за счет газа. В 2001 году пиковое потребление системы составило 21 790МВт, а годовое производство электроэнергии составило 130 083 ГВтч, из которых лишь 5 077 ГВтч было произведено гидроэнергетическими агрегатами. В течение долгих лет при помощи России велось строительство атомной электростанции на 1000МВт в Бушехре, которое ожидалось завершить в первой половине 2004 года.

6.30 Электрическая система состоит из трех основных сетей: (а) Взаимосвязанная сеть, обслуживающая весь Иран, за исключением отдаленных восточных и южных районов, с использованием линий передачи 440кВ и 230кВ; (б) Сеть Хорасан, обслуживающая восточную провинцию Хорасан, и (с) Сеть Систан и Балучистан, которая обслуживает отдаленные юго-восточные провинции Систан и Балучистан. Цель правительства состоит в объединении этих трех систем в одну сеть. В настоящее время эти три сети охватывают 43 000 сел и около 94% иранцев соединены с электрическими сетями. Система передачи состояла из 10 079 км линий напряжением 400кВ, 20 444 км линий 220кВ, 13 210 км линий 132кВ и 30 264 км линий 66кВ. Иран также имеет электрические соединения с соседними странами, включая Азербайджан, Туркменистан (начиная с августа, 2002 года) и Турцию.

6.31 Системные потери: В целом системные потери в 2001 году составили 21,3%, составляя собственное потребление генерирующих источников (4,7%); потери передачи (3,7%) и потери распределения (12,9%). Потери распределения включают неопределенную долю нетехнических потерь.

6.32 Электрический рынок: В 2001 году в стране было более 16 миллионов потребителей, и общий сбыт электроэнергии им составил 97 171ГВтч. Доля населения от общего сбыва составила 33,8%, за ней следовали промышленные потребители (31,4%), коммерческие потребители (18,9%), сельскохозяйственные потребители (11,4%), и прочие (4,5%).

Сезонные изменения в Иранской электроэнергетической системе характеризуются высоким потреблением с июня по октябрь ввиду нагрузок от кондиционирования воздуха и относительно невысоким потреблением с ноября по май. Самое высокое потребление приходится на август, а самое низкое на апрель, как можно увидеть на нижеприведенном Схеме 6.2.

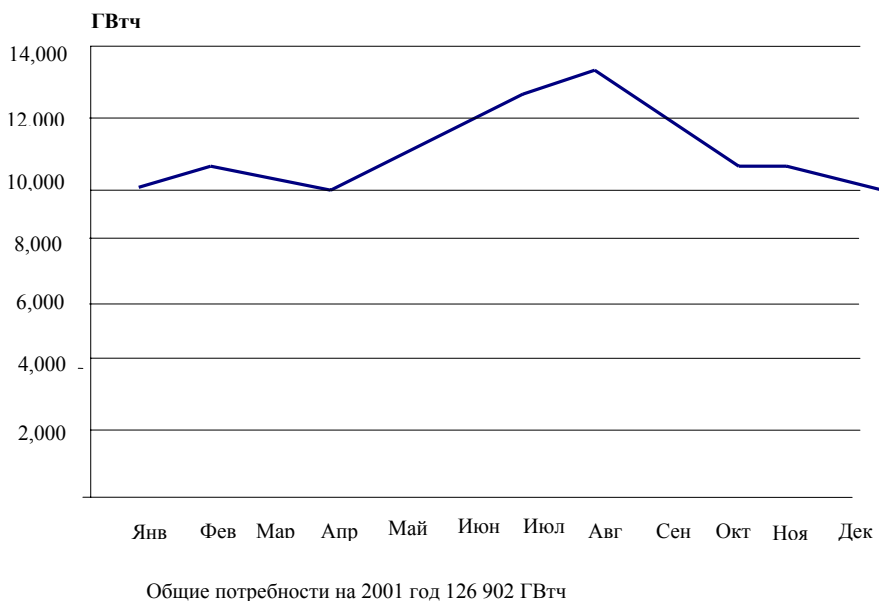


Схема 6.2: Сезонный график нагрузки в Иране в 2001 году

6.33 По недавним оценкам ежегодный дефицит в Иранской системе составляет около 6 миллиардов кВтч и большая часть этого дефицита возникает в летнее время.

6.34 **Перспектива потребления:** Потребление электроэнергии в 1999-2000 году увеличилось в среднем на 7,7% в год. Прогнозируется пиковое потребление в 40 000 МВт и производство 239ТВтч энергии в 2010 году. Планируется утроить установленную мощность к 2020 году до 96 000 МВт. Между тем, как предполагаемые прогнозы потребления несколько оптимистичны, и могут потребовать умеренности на основании постепенного сокращения ценовых субсидий, рост населения и возможность для увеличения условного потребления в контексте предполагаемого экономического роста доказывают наличие значительной движущей силы для увеличения потребления. Планируемое увеличение мощности на 12 800 МВт в течение третьего пятилетнего периода (1999-2004г.) по имеющейся информации отстает от цели. В целом стратегия состоит в увеличении насколько это возможно генерирующей мощности ГЭС, и покрытии оставшегося потребления за счет производства агрегатами комбинированного цикла на газе и газовыми турбинами открытого цикла. Несмотря на наличие источников топлива финансирование новой мощности представляет собой сдерживающий фактор. Приглашения частных инвесторов на основании принципа «строй, эксплуатируй и владей» не принесли большого количества ответов. В ноябре, 2003 года было подписано первое соглашение на установку газовой турбины открытого цикла близ Тегерана на основании принципа «строй, эксплуатируй и владей».

6.35 **Торговля электроэнергией:** Торговля электроэнергией с прилежащими системами будет использована для выравнивания сезонной мощности и энергетического дефицита. Это также пригодится в контексте ограниченного финансирования для увеличения новых

мощностей. Иран обменивается электроэнергией с Арменией и Азербайджаном, а также экспортирует электричество в Турцию. Можно увидеть на следующей Схеме 6.3., что его импорт увеличивается в период с 1998 по 2001 годы.

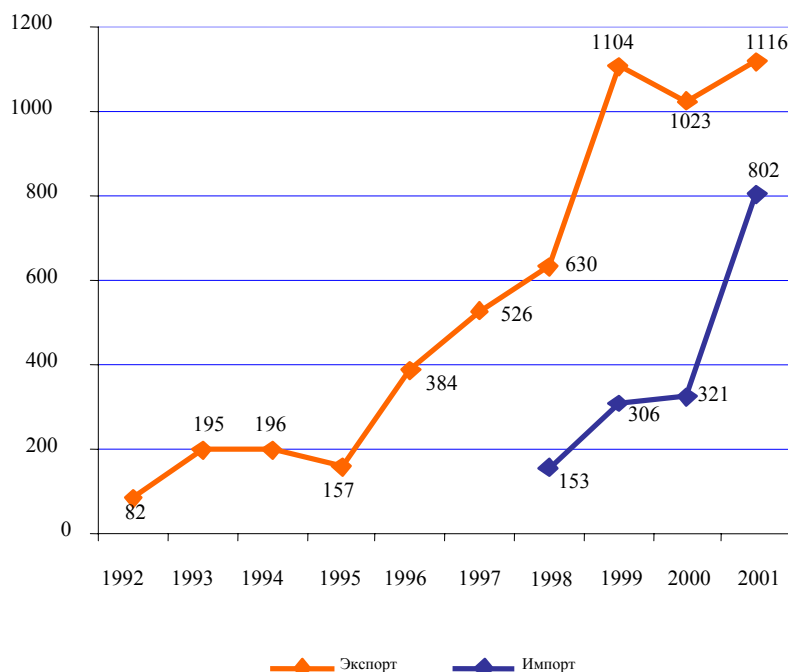


Схема 6.3: Экспорт и импорт электроэнергии

6.36 Электроэнергия из Центрально-Азиатской системы могла бы быть передана в Иран на территорию Мешхеда в восточной провинции Хорасан через Туркменистан или Афганистан. Иран заключил контракт на импорт электроэнергии на 10 лет с Таджикистаном с середины 2002 года. Экспорт Таджикистана будет осуществляться в летнее время, а покупатель со стороны Ирана является корпоративной организацией (в отличие от национальной компании). Передача электроэнергии будет происходить по существующим линиям от Таджикского Регара через Узбекистан (Гузар и Каракуль) и Туркменистан (Мари).

6.37 **Цены на электроэнергию:** Цены на электроэнергию в Иране отстают от затрат на электроснабжение. В 2000 году общий электрический тариф составлял 88,5 реалов за кВтч или 1,11 центов в сравнении с примерными затратами электроснабжения, составляющими 195 реалов или 2,4 центов. Промышленный тариф, составляющий 121 реал (1,51 цент) субсидировал тариф для населения, составляющий 65,1 реал (0,81 цент). Тарифы отличаются от одной провинции к другой. Тарифы, преобладающие в регионе Тегерана таковы: тариф для населения за кВтч составлял до 64 реалов или 0,8 центов (за потребление ниже 300кВтч) до 559 реалов или 0,7 центов (за месячное потребление свыше 600кВтч). Промышленное потребление оплачивало плату за мощность, составляющую 108 000 реалов или 1,3 цента за кВтч. Коммерческие потребители оплачивали тот же уровень оплаты за мощность, но стоимость энергии составляла 183 реала или 2,3 цента за кВтч.

6.38 **Предельные затраты на электроэнергию в Иранской системе:** Метод с использованием наименьших затрат по покрытию увеличивающегося потребления в Иранской системе состоит в дополнении газовыми турбинами комбинированного цикла на природном

газе. На основании цен на природный газ, составляющих 1,5 долларов США/миллион британских термических единиц, и капитальных затрат, составляющих 700 долларов США/кВт для станции комбинированного цикла, экономия затрат/кВтч на уровне производства составляет 3,56 центов.³²

6.39 Иран рассматривает возможность импорта электроэнергии из Центральной Азии по некоторым причинам. Во-первых, высокий уровень роста потребления и постоянный дефицит финансирования для создания необходимой мощности своевременно для покрытия потребления скорее всего приведет к увеличению дефицита между потреблением/снабжением, если страна будет всецело полагаться на собственное электроснабжение. Во-вторых, недостаточность объединенной системы в стране также будет препятствовать возможности производства электроэнергии при наличии необходимых ресурсов (т.е. газа и гидроресурсов), и импорт от соседей (например, как это происходит в провинции Мешхед) зачастую является более экономически выгодным. В-третьих, вступление во взаимоотношения по торговле электричеством соответствует программе иностранной политики Ирана (как это происходит в Армении, Азербайджане и Турции), а также послужит коммерческим интересам - Иран предложил помощь Таджикистану по строительству Сангтудинской ГЭС, и с учетом того, что у Ирана будет свободная мощность (в среднесрочной перспективе) зимой, может даже осуществлять экспорт своим соседям.

D. Пакистан

6.40 Территория Пакистана составляет почти 800 000 квадратных километров, с населением 148 миллионов (35,2% из них проживают за чертой бедности), и ВВП на душу населения 470 долларов США (2003г.). У него есть запасы нефти 310 миллионов баррелей, газа 750 миллиардов кубических метров, запасы угля составляют 2,5 миллиардов тонн, а гидроэнергетический потенциал 27 000 МВт. Он обладает крупным и интенсивно развитым электроэнергетическим сектором с достаточной экономикой за счет роста масштабов производства. Несмотря на свою большую генерирующую мощность (19,9ГВт) и базу потребителей (14,5 миллионов), практически 40% населения не имеет доступа к электроэнергии. Ежегодное потребление на душу населения остается низким на уровне около 320кВтч.

6.41 *Инфраструктура:* Установленная генерирующая электрическая мощность Пакистана на конец 2003 года составляла 19 478МВт, из которых 65% приходилась на тепловую, 33% на гидроэлектрическую, а 2,4% на атомную. Топливо для тепловых станций в основном было представлено нефтью и природным газом. В 2002-2003 году введен в эксплуатацию крупный гидроэлектрический проект (Гази Барота), мощность которого составляет 1 450МВт. Электроэнергия, произведенная в финансовом 2002-2003 году (финансовый год заканчивается 30 июня в Пакистане) оставила 73 961 ГВтч.

6.42 *Рынок:* Общее количество потребителей превысило 14,5 миллионов. Более 11 миллионов из них были представлены населением. Доля потребления населением в общем

³² Лежащие в основе предположения для данного расчета таковы: (а) мощность станции 300 МВт; (б) Капитальные затраты, финансируемые 30% долевого участия в капитале, и 70% заимствованных средств; (с) Рентабельность капитала 15% и заимствованные средства со сроком погашения 20 лет и процентной ставкой 6% годовых; (d) Фактор загрузки станции 70%; и (е) Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание 1 цент/кВтч. В результате экономия затрат на кВтч состоит из: (а) 1,35 центов затрат на топливо, (б) 1,21 центов платы за мощность, и (с) 1,0 цента затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание.

сбыте была наибольшая и составляла 46,7%, за ней следовали промышленные потребители (29,5%), сельскохозяйственные потребители (10%), коммерческие потребители (5,8%) и другие (8%). В течение предыдущих нескольких лет система испытала избыток генерирующих мощностей. И все же отключения электроэнергии не возможно было избежать ввиду недостатков в системе передачи и распределения.

6.43 Системные потери и эффективность сборов: Собственное потребление генерирующих агрегатов и потери передачи и распределения оценивались в 30%. Значительная часть этих потерь связана с хищениями электроэнергии. Проблемы сборов также серьезные, и двух крупных компаний дебиторская задолженность оценивалась больше, чем их сбыт за несколько месяцев.

6.44 Структура сектора и организации: Подразделение электроэнергетики Организации по водному и электрическому развитию (ОВЭР) Пакистана владеет и эксплуатирует гидроэнергетическую мощность 5009МВт и тепловую мощность 5040МВт. Оно также занимается передачей и распределением электроэнергии во всей стране за исключением региона Карачи, который обслуживает Корпорация Электроснабжения Карачи (КЭСК). Этой корпорации принадлежит тепловая генерирующая мощность 1948МВт, а также линии передачи и распределения в регионе Карачи. Организация атомной энергетики Пакистана владеет и эксплуатирует две атомные электрические станции общей мощностью 462МВт. Большое число частных независимых производителей электроэнергии владели и эксплуатировали 5 959 МВт тепловой мощности и поставляли электричество ОВЭР на основании контрактов на поставку электроэнергии под гарантию правительства по принципу «принять и оплатить». Распределение организовано в виде 8 территориальных Советов.

6.45 Реформа сектора: С 1997 финансового года правительство создало автономный регулятивный орган, Национальный Энергетический Регулятивный Орган, для регулирования тарифов в секторе. Подразделение ОВЭР по электричеству было отделено и акционировано в качестве Пакистанской Электрической Корпорации. Активы ГЭС будут продолжать находиться в государственной собственности. Она была далее разделена на три производящих компании, одну распределительную и диспетчерскую компанию и 8 распределительных компаний. Предстоит приватизировать производящую и распределительные компании, и постепенно внедрить конкуренцию на основании регулируемого доступа к передаче для всех производителей, распределяющих компаний, и, возможно, крупных промышленных потребителей. Тепловая станция ОВЭР в Кот Адду приватизирована и отдана стратегическому инвестору, купившему 36% акций и гарантированный контроль управления. КЭСК приватизируется в качестве вертикально интегрированной компании за счет продажи государственной доли.

6.46 Тарифы: Средний розничный тариф на электроэнергию в Пакистане в ФГ 2001-2002г. составил 3,22рупия/кВтч или около 6 центов/кВтч, в сравнении с предельными затратами долгосрочного периода, составляющими около 7,3 до 7,4 центов/кВтч. Цена, по которой ОВЭР покупает электроэнергию от Независимых Производителей Электроэнергии, в настоящий момент составляет около 5,6 центов/кВтч, что является хорошим подтверждением для предельных затрат электроснабжения на уровне производства.

6.47 Перспектива потребления: В течение 10-летнего периода с 1992-1993 ФГ до 2002-2003ФГ потребление увеличилось при среднегодовом темпе на 3,7% в основном за счет экономического спада и периодической политической нестабильности, существовавшей в

течение большого времени в этот период. Однако для 2000-2010 годов, прогнозы, основанные на умеренном росте ВВП и мирных условиях указывают на среднегодовой рост потребления примерно на 6%. Эти прогнозы далее указывают, что ощутимый дефицит мощности и энергии возникнет в 2005-2006ФГ, и что дефицит мощности может даже увеличиться с 411МВт в этом году до 5 500МВт к 2009-2010ФГ.

Таблица 6.4: Электроэнергия Пакистана и прогнозы пикового потребления

	Год	Потребление ТВтч	Потери П и Р %	Собственное %	Производство, ТВтч	Пиковое потребление, МВт
	2002	51	28.1%	4.0%	72	12334
	2003	54	25.3%	4.0%	77	13096
	2004	58	24.6%	4.0%	82	13895
	2005	63	23.9%	4.0%	87	14741
	2006	67	23.3%	4.0%	93	15640
	2007	72	22.6%	4.0%	99	16593
	2008	78	22.0%	4.0%	105	17604
Уровень роста в 2002-2008г.		7.4%			6.4%	6.1%
	2009	83	21.1%	4.0%	111	18682
	2010	89	20.3%	4.0%	118	19826
	2011	96	19.5%	4.0%	125	21039
	2012	103	18.7%	4.0%	133	22327
	2013	110	18.0%	4.0%	141	23694
Уровень роста в 2008-13г.		7.2%			6.1%	6.1%
	2014	118	18.0%	4.0%	152	25446
	2015	127	18.0%	4.0%	163	27328
	2016	136	18.0%	4.0%	175	29349
	2017	146	18.0%	4.0%	188	31520
	2018	157	18.0%	4.0%	202	33851
Уровень роста в 2013-18г.		7.4%			7.4%	7.4%
	2019	168	18.0%	4.0%	216	35184
	2020	180	18.0%	4.0%	230	38679
	2021	192	18.0%	4.0%	246	41345
	2022	205	18.0%	4.0%	263	44195
	2023	220	18.0%	4.0%	281	47242
Уровень роста в 2018-23г.		6.9%			6.9%	6.9%

Источник: Правительство Пакистана – Пакистанская Комиссия по атомной энергии

6.48 Долгосрочные прогнозы до 2023 года также подготовлены для Совета по реализации частной энергетики Правительства Пакистана, результаты которых кратко приведены в Таблице 5.8. Эти прогнозы показывают, что потребление электроэнергии в Сети увеличится с 51ТВтч до 220ТВтч, т.е. в среднем ежегодно на 7,2%; а пиковое потребление увеличится с 12 344МВт в 2002 году до 47 242 МВт, что будет составлять средний ежегодный рост 6,6%.

6.49 Лица, ответственные за принятие решений в Пакистане, полностью осведомлены о том, что коренная база энергетических ресурсов недостаточна для покрытия спроса в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Соответственно они сознают, что предстоит увеличить импорт электроэнергии из республик Центральной Азии через Афганистан в

качестве варианта (среди прочих) удовлетворения своего спроса. Правительство Пакистана попросило Банк принять ведущую роль в оказании помощи в анализе таких вариантов как региональная торговля электроэнергией с Центральной Азией.

Е. Россия

6.50 Российская энергетическая система, являющаяся одной из крупнейших в мире, примыкает к Центрально-азиатской энергетической системе и представляет собой рынок с огромным потенциалом. В настоящее время ведется строительство второй 500 киловольтной северо-южной линии в Казахстане, на которую недавно было направлено финансирование, она значительно повысит мощность установок по передаче электроэнергии из ЦЭС в Россию.

6.51 **Инфраструктура:** Россия обладает огромными энергетическими ресурсами, выраженными в более чем 60 миллиардов баррелей запасов нефти, 47,000 миллиардов кубических метров газа, 157 миллиардов тонн угля и обширном гидроэнергетическом потенциале. Установленная мощность выработки энергии страной к концу 2002 года составила 215 гВт, из которых 147 гВт вырабатывается тепловыми электростанциями на газе, нефти или угле, 45 гВт – гидроэлектростанциями и 23 гВт – атомными электростанциями. Общий объем электроэнергии, выработанной в 2002 году, составил около 890 тВт.ч, из которых 584 тВт.ч, или примерно 65.5%, выработано тепловыми станциями, 164 тВт.ч или 18.5% - гидроэлектростанциями, и 142 тВт.ч или 16% - атомными станциями. Энергетическая система состоит из 2.6 миллиона километров высоковольтной и экстра высоковольтной линий электропередач. Снижение спроса на электроэнергию наблюдалось в 1990 по 1998 годы, но с 1999 года наметилось его увеличение. Согласно подсчетам, система обладает дополнительным потенциалом, превышающим спрос на 20%-25%, но проблемы, связанные с передачей электроэнергии по обширной системе, расположенной в разных часовых поясах, фактические энергетические резервы составляют от 10% до 15%.

6.52 **Структура сектора:** Российскому правительству принадлежит 52.6% акций РАО ОЭС. Около 35% акций принадлежат иностранным и местным институциональным инвесторам, а остальная часть – частным акционерам. РАО ОЭС принадлежит национальная энергетическая система, диспетчерские станции по распределению нагрузки, а также большинство крупных тепловых и гидроэлектростанций. Ей также принадлежат доли (в среднем 49%) в 72 региональных энергокомпаниях, называемых «Энерго» и являющихся вертикально интегрированными энергетическими предприятиями, поставляющими электроэнергию по собственным энергопроизводящим, передающим и распределительным системам. Хотя, остальные 51% акций 72 «Энерго» компаний принадлежат другим институциональным и частным инвесторам, РАО ОЭС (как владелец наибольшего пакета акций) осуществляет полный контроль над управлением «Энерго». РАО ОЭС и ее филиалы по производству, передаче и распределению электроэнергии, включая 72 «Энерго» компании, собирательно именуется как РАО ОЭС Холдинг. На долю холдинговой компании приходится 72.5% вырабатывающей базы и 96.1% передающих систем, что составляет 70% электроэнергии, вырабатываемой в России. Девять из одиннадцати атомных электростанций находятся в собственности у РОСЭНЕРГОАТОМА, являющегося 100% государственной атомно-энергетической компанией, а две других станции принадлежат Министерству атомной энергии.

6.53 **Рынок:** РАО ОЭС оперирует на рынке оптовой торговли электроэнергией, называемой ФОРЕМ, где крупные тепловые и гидроэлектростанции, принадлежат РАО ОЭС и другим

владельцам, атомные электростанции находятся в собственности у РОСЭНЕРГОАТОМА и Министерства атомной энергии, а также четырьмя региональным «Энерго», у которых имеется излишек электроэнергии для продажи. Восемь других «Энерго» действуют на рынке ФОРЕМ с целью обмена электроэнергией путем продаж и покупок. Остальные покупатели на ФОРЕМ представлены 59 «Энерго» компаниями, спрос на электроэнергию которых превышает их мощность выработки, а также крупные промышленные потребители. Региональные «Энерго» занимаются розничной торговлей электроэнергией конечным потребителям региона. В 2002 году, объем электроэнергии поставляемой на оптовый рынок составил 299 тВт.ч. или около 38% от общего объема потребляемой энергии в стране, равного 790 тВт.ч.

6.54 В общем объеме продаж электроэнергии (580 тВт.ч), осуществляемых «Энерго», доля потребления промышленным сектором составила 48.9%, бытовыми и коммунальными службами – 22%, транспорта и телекоммуникаций – 11.5%, сельского хозяйства – 3.4% и других – 14.2%.

6.55 **Тарифы:** тарифы на выработку электроэнергии электростанциями, принадлежащими РАО ОЭС или тарифы, налагаемые государством при поставке электроэнергии на ФОРЕМ, а также тарифы на распределение электроэнергии национальной компанией электропередачи регулируются Федеральной тарифной службой. Розничные тарифы для конечных потребителей в регионах регулируются Региональными энергетическими комиссиями, деятельность которых контролируется региональным правительством, но регулируется федеральным законом и постановлениями, выпущенными Федеральной Энергетической Комиссией.

6.56 Тарифы на электроэнергию в России варьируют в зависимости от региона, а рост тарифов за последние годы превышает рост цен на промышленные товары. Тем не менее, размер тарифов недостаточен для покрытия затрат на поставку электроэнергии, что приводит к сохранению системы перекрестного субсидирования бытовых потребителей, сельскохозяйственных и государственных учреждений. Средний тариф для бытовых потребителей с учетом скидок, предназначенных для привилегированных слоев населения, составил 48.77 копеек/кВт.ч. или 1.63 цента/кВт.ч. в 2002 году. Тарифы для крупных промышленных потребителей составил, в среднем, 64.85 копеек/кВт.ч. или 2.16 цента/кВт.ч. Общесредний тариф за кВт.ч. по 13 основным «Энерго» компаниям колебался в пределах от 34.5 копеек до 80.2 копеек.

6.57 Информация, полученная от Региональной Ассоциации Регулировщиков Энергии (РАРЭ) тариф за кВт.ч. электроэнергии в России на уровне производителя составил 1.45 цента в первом квартале 2003 года. Клиринговая цена на оптовом рынке ФОРЕМ в тот же период, составила 1.67 цента, а средняя цена для конечного потребителя составила 2.78 цента. Согласно Энергетической Стратегии, принятой правительством средняя цена для конечного потребителя повысится до 4.0 – 4.5 цента за кВт.ч. к 2020 году, что соответствует тарифу на выработку электроэнергии равной, примерно, 2.0 цента. Маргинальная стоимость выработки электроэнергии в России в размере 3.0 цента, снова поднимает вопрос о целесообразности дальнейшего увеличения прогнозируемого тарифа для конечных потребителей.

6.58 **Потери и сборы:** Проблемы, связанные со сборами платежей за электроэнергию в энергетическом секторе России, в большей части, разрешены. Сборы достигают 102% от

счетов, выставленных за текущее потребление, что подразумевает наличие сборов за просроченные платежи (штрафы). Большая часть сборов производится наличными средствами, а проблемы, связанные с бартерными и оффсетными сделками были устранены. РАО ОЭС реализует комплексную и целенаправленную Программу управления затратами, в которой особое внимание уделяется снижению потерь в системе, краже электроэнергии, улучшению системы снятия показаний со счетчиков, и выставления счетов. Общий объем снижения себестоимости в 2002 году составил 14.5 миллиардов российских рублей (\$483 миллиона), из которых 15% достигнуты благодаря усилиям по сокращению потерь в системе.

6.59 Реформа сектора: Российская энергетическая система находится в процессе реструктуризации с целью создания условий для конкуренции в сегментах «выработки» и «поставки» электроэнергии³³ и дальнейшего регулирования системных служб. Реструктуризация будет проведена, вначале, в европейской части России и, немного позднее, в Сибири и Дальнем Востоке. Этот процесс приведет, в конечном итоге, к упразднению РАО ОЭС, как Федеральной компании электропередачи, «Энерго» компании и вырабатывающие компании обретут статус независимых компаний, как часть нового Российского конкурентоспособного энергетического рынка.

6.60 Состояние энергетического сектора: До настоящего времени, наблюдался умеренный рост потребления и наличие дополнительного потенциала. Однако, большинство крупных станций (включая атомные станции) будут выведены из эксплуатации ввиду износа, а рост спроса возобновился и, согласно прогнозам, будет расти, в среднем, на 2.54% в год до 2020 года. Настоящие тарифы не способствуют накоплению наличных средств внутри системы для финансирования новых проектов по выработке и передаче электроэнергии, необходимость в которых возникнет в ближайшем будущем. РАО ОЭС производит переоценку активов для получения реалистичного компонента по амортизационным затратам. РАО ОЭС, также, продвигает концепцию тарифов, диктуемых инвестиционными нуждами. Все эти факторы способствуют значительному повышению цен на электроэнергию на оптовом рынке в ближайшие пять-шесть лет.

6.61 Торговля электроэнергией: Экспорт электроэнергии является приоритетом для РАО ОЭС, поскольку он служит источником дохода для будущих инвестиций. В 2002 году, объем экспорта РАО ОЭС составил 16.7 тВт.ч., из которых 7.4 тВтч было экспортировано в следующие страны бывшего Советского Союза: Азербайджан, Белоруссия, Грузия, Казахстан, Молдова и Украина. Остальные 9.3 тВтч – в Китай, Латвию, Монголию, Норвегию, Польшу, Эстонию, Турцию и Финляндию. Наибольшая доля экспорта пришлась на Финляндию (7.5 тВт.ч.). Что касается выручки от экспорта, от первой группы стран поступило \$117.46 миллионов и \$175.30 – от второй. Компания планирует максимально увеличить объем экспорта в страны Западной Европы, где цены на электроэнергию значительно выше, и заняться розничной торговлей электроэнергией на рынке импорта для увеличения выручки от экспорта. По последним прогнозам, объем экспорта может возрасти до 40 тВт.ч. к 2020 году. Новое дочернее предприятие «РАО ОЭС Интер» было создано для управления экспортом. В свою очередь, это предприятие создает свои филиалы на экспортных рынках для ведения розничной торговли.

³³ Распределительная функция будет разделена между системными сетевыми предприятиями и предприятиями по поставке. Работа последних предприятий основана на конкуренции, а первых – на регулируемых ценах.

6.62 *Стратегии и перспективы:* Россия стремится на скандинавские рынки через соглашения Балтийского Кольца (известных, как Балтрел), на рынки Турции через Грузию, на рынки Молдовы и Румынии и Балкан (составляющих, так называемый Европейский Союз по Координации Передач Электроэнергии (СКПЭ) через Украину. Она также заинтересована в долгосрочных поставках на прибыльные рынки Китая, Южной Кореи и Японии путем использования обширных гидроресурсов в дальневосточном регионе страны. Россия, также стремится к прилаживанию своей энергетической системы к системам Западной Европы в недалеком будущем. Для достижения этих целей, РАО ОЭС приобрела системы по выработке и передаче электроэнергии в Грузии, на Украине и Казахстане. «РАО ОЭС Интер» следит за возможностью импорта дешевой гидроэнергии из стран ЦЭС, отчасти, с целью уравновесить региональные системы, типа Омской и, отчасти, для пополнения объема излишка для экспорта. Приобретение систем по выработке энергии в Экибастузе Казахстана, предложения по покупке электроэнергии у Кыргызской Республики и Таджикистана в летнее время, и предложения помощи в строительстве гидроэлектростанций Камбарата и Рогун, возможно, являются частью этой стратегии. Синхронная работа систем ЦЭС и России и новая 500 киловольтная линия в Казахстане значительно увеличат экспортный потенциал стран ЦАЭС в Россию, что зависит, однако, от конкурентной стоимости электроэнергии, экспортируемой из ЦЭС. Если Россия преуспеет в экспорте электроэнергии в страны Европейского Союза по Координации Передач Электроэнергии (СКПЭ) по цене 4.0 цента/кВт.ч., это послужит обоснованием для импорта электроэнергии из ЦЭС по ценам, превышающим стоимость выработки в самой России. Причина ратификации Киотского Протокола Россией тоже может крыться в намерении России импортировать гидроэлектроэнергию из ЦЭС.

ГЛАВА VII: ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

7.01 Реализация экспортного потенциала Центрально-азиатских республик (ЦАР), требует решения как минимум трех групп важнейших институциональных вопросов. Первая группа вопросов (вопросы связи воды и энергии) относится к институциональным мероприятиям, необходимым для функционирования существующих и проектируемых крупных многофункциональных водохранилищ и связанных с ними гидроэнергетических сооружений. Функционирование этих объектов должно осуществляться в форме, приемлемой для всех государств региона и оптимального для всего речного бассейна. Вторая группа вопросов (вопросы функционирования энергетической системы) связана с реформированием и работой энергетических систем ЦАР, чтобы максимально увеличить объем торговли электроэнергией на внутренних и внешних рынках ЦАР. Третья группа вопросов (инвестиционных вопросов) относится к организации и финансированию юридических лиц, созданных для сбора необходимых финансовых ресурсов, строительства, владения, управления новыми гидро и тепловыми электростанциями и торговли выработанной электроэнергией. Принимая во внимание текущую и будущую доминирующую роль гидроэнергетики в этих системах, данные три группы вопросов являются неразрывно связанными и требуют комплексных решений. Поскольку комплексное решение этих вопросов является главной целью предлагаемого Водно-Энергетического Консорциума под ОЦАС, последний раздел проектного предложения предлагает структуру ВЭК, ее роль и функции.

А. Вопросы связи воды и энергии

7.02 Крупные гидроэнергетические проекты будут реализовываться на международных реках, и строительство этих проектов будет иметь важнейшее значение для государств, расположенных вниз по течению этих рек. Необходимость заключения договоров о совместном использовании и режиме функционирования водохранилищ между государствами является вопросом первостепенной важности, так как без таких договоров безопасность активов и планируемые доходы будут существенно подвергнуты риску, а привлечение необходимых инвестиций будет невозможным.

7.03 Основным вопросом для ЦАР является установление целесообразного регионального сотрудничества в области энергетики и водных ресурсов. В советские времена все эти страны могли управлять многофункциональными водохранилищами, такими как Токтогульское водохранилище, в ирригационных целях и с выгодой для стран, расположенных вниз по течению. Дефицит электроэнергии в зимнее время в странах, расположенных вверх по течению рек, устранялся путем единого *интегрированного* управления Центрально-азиатской Энергетической Системой (ЦЭС), а также внутренним перераспределением ископаемых ресурсов среди стран региона. После того как страны региона стали независимыми, были нарушены механизмы регулирования данного вопроса, а последующие попытки восстановить некоторый порядок сопровождались затруднениями³⁴. Решение проблем лежит в прямом управлении водохранилищами для максимальной выгоды всему трансграничному бассейну реки и может потребовать принятия комплекса измененных соглашений и ключевых инвестиций, обсуждение чего предлагается в Главе II (параграф 2.05 по 2.07).

³⁴ Подробное описание этих усилий, возникших затруднений и предложенных решений содержится в отчете ВБ Водно-энергетическая взаимозависимость в Центральной Азии

В. Вопросы, связанные с управлением энергетической системой

7.04 Во времена существования Советского союза Центрально-азиатская Энергетическая Система была оптимальной и функционировала, как интегрированная система. После обретения странами региона независимости, хотя составляющие энергетические системы работают в синхронном режиме, их функционирование больше похоже на работу взаимосвязанных систем, чем на интегрированную систему. Результаты анализа, проведенного для данного отчета, указывают на необходимость налаживания сезонной торговли с целью максимального использования имеющихся энергопроизводящих мощностей, а строительство дополнительных тепловых и гидроэнергетических мощностей оправдается только при торговле электроэнергией за пределами ЦЭС. Институциональная реформа для содействия расширению торговли является важнейшим условием для успешной реализации экспортного потенциала. Желательные и необходимые элементы подобных реформ включают следующее:

- Обеспечение не дискриминационного доступа третьим лицам к системе передач электроэнергии, на основе открыто регулируемых и справедливых тарифов на передачу электроэнергии.
- Функционирование системы электропередач с тем, чтобы удовлетворить внутренние и региональные потребности.
- Создание региональной ассоциации, состоящей из национальных передающих и диспетчерских компаний (которые останутся в государственной собственности) на базе соответствующих соглашений, необходимых для выполнения двух вышеуказанных мероприятий. Эта ассоциация способствовала бы непрерывной деятельности передающих систем региона, сохранив, при этом, структуру собственности³⁵, а также для выявления необходимости в укреплении существующих и установке новых линий электропередач (с целью ослабления перегрузки и обеспечения стабильной торговли в регионе и за ее пределами). Европейский Союз по координации передач электроэнергии (СКПЭ) послужит моделью для ассоциации.

Вышеперечисленные мероприятия являются обязательными, в то время как, мероприятия, предлагаемые ниже, являются желательными:

- Отделить функции по передаче и регулированию нагрузки от остальных функций по управлению установками (по выработке и распределению электроэнергии) и создание независимого передающего и диспетчерского корпоративного предприятия, поскольку операторам этих передающих систем (ОПС) легче заниматься торговлей электроэнергией, чем вертикально интегрированным системам.
- Реализовать решение 1999 года по созданию в ЦАР интегрированного рынка электроэнергии и механизма объединения энергосистем для облегчения работы пула³⁶ и преобразования «Энергии» в оператор пула. Это позволит, в конечном итоге, создать конкурентоспособный рынок электроэнергии на региональном уровне³⁷.

³⁵ Прозрачность является ключевым условием для бесперебойной работы.

³⁶ В начале, отправка будет осуществляться по двухсторонним контрактам, а пул будет балансирующим пулом

³⁷ На данном уровне конкуренция реальна, поскольку некоторые рынки, Кыргызской Республики и Таджикистана, слишком малы и обладают крупными единичными активами, что не способствует развитию конкуренции на национальном рынке.

- Создание компетентных и независимых регуляторных органов в каждой стране для обеспечения поставок электроэнергии из самого дешевого источника в регионе. Кроме того, эти национальные регуляторные органы могут сформировать Региональный Совет Регуляторных Органов и данный Совет может способствовать принятию решений регионального масштаба, например: принятие регионального энергетического кодекса, установление тарифов на передачу электроэнергии для торговли, и т.д.

Некоторые из желательных мероприятий (отделение ОПС, создание независимых регуляторных органов) были реализованы в Казахстане и Кыргызской Республике.

С. Инвестиционные и другие институциональные вопросы

7.05 В Таблице 7.1. приводится обзор инвестиционных потребностей стран для реабилитации существующих станций и сети станций. Как показано ниже, объемы запрашиваемых инвестиций значительны: для реализации всех проектов, включая реабилитацию передающих и распределительных систем и строительство новых сооружений требуется 13 млрд. долларов США в течение ближайших 20 лет.

Таблица 7. 1: Инвестиционные планы ЦЭС (в миллионах долларов США)						
Инвестиционный проект	2004-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2004-2025
Казахстан						
Передача и распределение	324.0	972.1	0.0	0.0	0.0	1296.1
Реабилитация станции Экибастуз ГРЭС	0.0	308.0	132.0	0.0	0.0	440.0
Реабилитация других крупных и средних сооружений Казахстана	0.0	395.9	460.1	214.0	0.0	1070.0
Новые станции	0.0	0.0	0.0	922.3	162.8	1085.0
Всего по Казахстану:	324.0	1676.0	592.1	1136.3	162.8	3891.1
Кыргызская Республика						
Передача и распределение	50.0	200.0	0.0	0.0	0.0	250.0
Станция – Бишкекская ТЭЦ 2	0.0	196.0	0.0	0.0	0.0	196.0
Станция – Камбарата 1 ГЭС	0.0	0.0	1067.0	873.0	0.0	1940.0
Станция – Камбарата 2 ГЭС	0.0	140.0	140.0	0.0	0.0	280.0
Всего по Кыргызской Республике:	50.0	536.0	1207.0	873.0	0.0	2666.0
Таджикистан						
Передача и распределение	25.0	285.0	0.0	0.0	0.0	310.0
Станция – Сангтуда ГЭС	0.0	296.0	74.0	0.0	0.0	370.0
Станция – Рогунская ГЭС, Фазы I и II	0.0	0.0	1453.0	1002.0	0.0	2455.0
Всего по Таджикистану:	25.0	581.0	1527.0	1002.0	0.0	3135.0
Узбекистан						
Передача и распределение	172.9	691.8	288.2	0.0	0.0	1153.0
Станция - Талимаржан ТЭЦ	100.0	480.0	720.0	0.0	0.0	1300.0
Станция – реабилитация существующих ТЭЦ	87.0	522.0	246.8	80.7	213.5	1150.0
Всего по Узбекистану	359.9	1693.8	1255.0	80.7	213.5	3603.0

Всего по Центральной Азии:	759.0	4486.8	4581.1	3091.9	376.3	13295.1
-----------------------------------	-------	--------	--------	--------	-------	---------

Приоритеты инвестиционных потребностей стран должны расставляться следующим образом:

- Для начала, направить усилия на сокращение потерь электроэнергии, затем заняться реабилитацией станций.
- Одновременно с этим, приступить к торговле излишками электроэнергии, как внутри Центральной Азии, так и за ее пределами. В данном случае, Россия, будучи крупным импортером электроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана потребует завершения северо-южной линии, пролегающей через Казахстан.
- Затем приступить к реализации новых проектов, начав с маленьких, не требующих договоров с государствами, разделяющими водные ресурсы. В эту категорию войдут Талимарджан в Узбекистане, Бишкек II в Кыргызской Республике и Сангтуда в Таджикистане. Узбекистан, наверняка, завершит строительство Талимарджан I самостоятельно, а согласие Ирана выделить \$150 миллионов долларов и России - \$50 миллионов, значительно повышают шансы реализации проекта по строительству станции Сангтуда.

D. Предложения по созданию водно-энергетического консорциума

7.06 Недавнее создание ОЦАС на высоком уровне с фокусом на региональное сотрудничество в водном и энергетическом секторах путем создания Водно-энергетического консорциума (ВЭК) представляется благоприятным началом, позволяющим эксплуатировать существующие водохранилища с оптимальной выгодой для всех граничащих стран и облегчить строительство и эксплуатацию новых, многоцелевых водохранилищ. Казахстан, который был выбран ОЦАС лидирующей страной в энергетическом и водном секторах, создал рабочую группу из экспертов – представителей всех стран-членов. Рабочая группа подготовила Протокол «О концептуальных подходах при формировании водного и энергетического консорциума» (Приложение 7.1). Протокол предусматривает организацию Международного Водно-Энергетического Консорциума (МВЭК) в качестве юридического лица. Все страны-члены консорциума будут иметь равные права при голосовании, а все решения будут приниматься только на основе полного единогласия. Основными целями МВЭК будут (а) обеспечение оптимальной эксплуатации водохранилищ в соответствии с Договорами по эксплуатации водохранилищ и разделу воды; (б) содействие сбору инвестиций для реабилитации существующих и строящихся водных и гидроэнергетических сооружений; и (в) создание условий для координации гидро и теплоэлектростанций и расширению экспорта электроэнергии. Протокол также предусматривает создание региональной оперативной группы для дальнейшей реализации целей консорциума и привлечения международных финансовых институтов для получения консультационной, технической и финансовой помощи при создании МВЭК и подготовки технико-экономических докладов для новых инвестиционных проектов.

Критерии для создающейся институциональной структуры ВЭК

7.07 Однако, учитывая сложность задач (политического, экономического и коммерческого характера), стоящих перед МВЭК, представляется актуальным поиск более специализированных институциональных механизмов. В то время как создание юридических

корпоративных субъектов является необходимым для задач коммерческого характера, таких как поиск финансовых ресурсов, реабилитация существующих активов, строительство, владение и управление новыми активами, внутренняя торговля и экспорт, другие организационные формы должны быть рассмотрены для выполнения задач (политико-экономического характера), такие как заключение между странами региона многосторонних Договоров о совместном пользовании воды, Договоров управления водохранилищами и Договоров спуска воды, с последующим мониторингом и исполнением этих договоров. Организация, в которой члены имеют равные избирательные права и принимают решения на основе консенсуса, является приемлемой для выполнения политико-экономических задач, но неприемлемой для задач коммерческого характера. Далее, предусмотренные механизмы должны учесть возможность избежания создания «новых» образований, а обеспечить наилучшее использование существующих институтов для правильного их применения и адаптирования их поставленным целям. Институциональная, политическая и экономическая структура должна быть гибкой в определенной степени, для изменения приоритетов речного бассейна, учета общественного мнения, и применения новых техник и информационных технологий и мониторинга. Примеры изменения приоритетов речного бассейна включают учет роста уровня ежегодного поступления воды в бассейн и выработки стабильных и надежных решений для удовлетворения энергетических потребностей стран, расположенных в верховьях рек региона, особенно в зимнее время, а также учет экологических приоритетов Казахстана, требующих все больше и больше воды Сырдарьи для Аральского озера. И, наконец, институциональная, политическая и экономическая структура должна позволить государственным органам эффективно участвовать в международных региональных мероприятиях и служить региональным задачам.

Действующие структуры и их недостатки

7.08 В водном секторе необходимость управления региональными водными ресурсами была признана после обретения странами региона независимости и в феврале 1992 года была создана Межгосударственная Комиссия по Координации Водных ресурсов (МККВ). Как установлено в уставе, основными функциями МККВ являются: (а) определение политики управления водными ресурсами в регионе, а также ограничение ежегодного потребления воды для каждой страны Бассейна и региона в целом; (б) предоставление имеющихся водных ресурсов для различных целей, включая необходимость доставки воды в Аральское море и соответствующего планирования управления водохранилищ; (в) определение будущих программ поставки воды и мер для реализации этих программ; и (г) координация строительства основных работ.

7.09 МККВ состоит из официальных лиц (обычно министров или их заместителей) министерств и агентств по водным ресурсам всех стран-членов. Процедура принятия решений МККВ основывается на предложениях, подготовленных и анализированных секретариатом, расположенным в Ходженте. Ответственность за распределение воды и мониторинг водных потоков несут организации по управлению водным бассейном, также известные как БВУ, каждая для бассейнов Амударьи и Сырдарьи. Научный Информационный Центра МККВ обеспечивает на межгосударственном уровне научную и информационную поддержку.

7.10 В энергетическом секторе действует Центрально-азиатский Энергетический Совет (ЦЭС), состоящий из представителей энергетических компаний ЦАР и в задачи которого входит определение квартального графика обмена энергией. Также заключено несколько

двухсторонних и трехсторонних договоров между странами, расположенными в верхней части бассейна рек (Кыргызстан и Таджикистан) и нижней части бассейна рек (Казахстан и Узбекистан), которые регулируют вопросы поставок водных и энергетических ресурсов и устанавливают систему взаимных прав и обязанностей. Единый Диспетчерский Центр «Энергия» отвечает за поддержание сбалансированного и синхронного управления передающими и распределительными системами. Диспетчерская Служба «Энергии» выполняет задачу по переводу квартального графика обмена энергией в ежедневный график для электростанций. Служба Режимы Энергии старается сбалансировать ирригационные и гидроэнергетические требования, что является наиболее противоречивым вопросом в регионе. «Энергия» также отвечает за обеспечение всеобщей безопасности системы и за частотное регулирование.

7.11 Недостатки. МККВ является органом, занимающимся только водными вопросами, без участия представителей энергетического и экологического секторов, что оказалось основным недостатком в системе, в которой водные и энергетические интересы тесно переплетены. БВУ и «Энергия» не являются международными образованиями, а их штат практически полностью состоит из сотрудников страны их нахождения, что создает для стран-членов региона впечатление пристрастности функционирования. Расходы по содержанию, а также расходы Секретариата МККВ, полностью покрываются страной нахождения организаций. Ни БВУ, ни «Энергия» не имеют власти или механизма реализации межгосударственных договоров.

Необходимость создания пятиуровневой структуры ВЭК

7.12 При сложившихся обстоятельствах, необходимо рассмотреть внедрение пятиуровневой институциональной структуры для решения вопросов водно-энергетического сектора. Как показано в Схеме 7.1, *на верхнем уровне* будет находиться Совет глав государств (ОЦАС) для определения общей картины регионального сотрудничества, специфичных областей сотрудничества, масштаба и принципов сотрудничества. *На втором уровне* для решения политических вопросов будет располагаться МВЭК, состоящий из премьер-министров или их заместителей. Наблюдательный Совет ВЭК, состоящий из Министров водного и энергетического хозяйств будет занимать *третий уровень*. Исполнительный Директорат ВЭК с отделами по водным и энергетическим вопросам располагается *на четвертом уровне*. *Пятый уровень* будет состоять из юридических корпоративных лиц, осуществляющих производство энергии (включая управление водохранилищами), передачу и управление распределением нагрузки. Подобные юридические корпоративные субъекты будут строить и эксплуатировать новые гидроэлектростанции в соответствии с Соглашениями между прибрежными государствами по общему водопользованию и режиму эксплуатации водохранилищ.

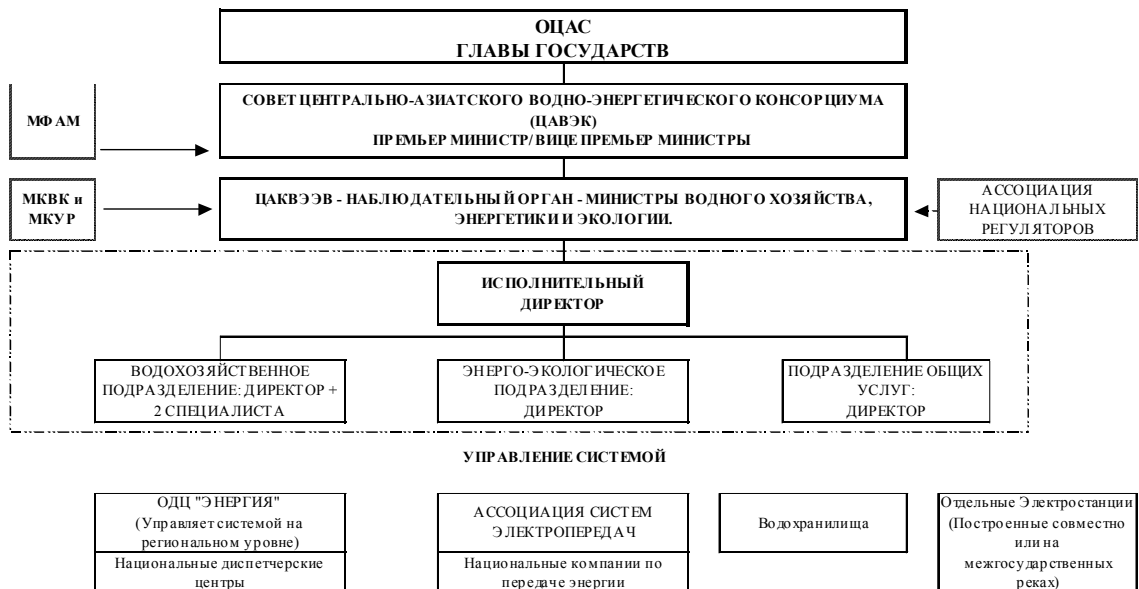


Схема 7. 1: Предложения для институциональной структуры ВЭК

7.13 В какой-то степени аналогично функциям клуба G-8, Совет глав государств будет встречаться один раз в год. До проведения встречи Совета глав государств, МВЭК должен будет решить большинство вопросов предыдущего года и представить Совету только те вопросы, которые не были разрешены на уровне МВЭК. МВЭК будет встречаться один раз в полгода, а группа специалистов Секретариата будет проводить свои заседания по мере необходимости. Нет никакой необходимости в создании корпоративной структуры для данных трех уровней. Они могут функционировать на основе межправительственных комитетов с равным представительством в них для каждого государства-члена.

Отношения с действующими организациями и другие институциональные вопросы

7.14 Необходимо рассмотреть вопрос интеграции МККВ в структуру ВЭК, в качестве долгосрочной перспективы. В настоящее время, с учетом ее структуры и связей водными структурами государственного масштаба, предлагается заключение договора о сотрудничестве между МККВ и ВЭК. Подобные договоры уместны для заключения между членами ЦЭС. Исполнительный Директорат ВЭК должен состоять из компетентных профессионалов *в равной степени представленных из стран-членов* и по мере

необходимости, привлекающих международных экспертов. Государства-члены³⁸ должны совместно нести расходы на содержание ВЭК, его Исполнительного Директората. Также, было бы правильным парламентам стран-членов утвердить специальный устав для регулирования деятельности этих агентств.

Создание правовой базы ВЭК

7.15 Правовая база должна быть разработана для поддержания работы ВЭК и его органов. Что касается трансграничных рек, таких как Амударья и Сырдарья, будет желательным, чтобы вопросы совместного пользования трансграничных вод осуществлялись руководителями правительств стран ЦЭС на основе международного права. Стоит отметить, что нет международного закона о трансграничных реках, но применимые документы международного права включают (i) Конвенцию о защите и использовании трансграничных рек и международных озер, подписанную в Хельсинки в 1992 году (известную как Хельсинская Конвенция); и (ii) Конвенция ООН о праве несудоходного использования международных рек (известная как Конвенция ООН). Тем не менее, данные конвенции не являются сами по себе законами, а определяют принципы, на основе которых должна быть разработана необходимая правовая база для специфических ситуаций. Поэтому ратификация этих конвенций желательна, но на самом деле необходимо включить принципы этих конвенций в специфические Соглашения о Водно-Энергетическом Консорциуме и связанные с ними соглашения о водопользовании. Поэтому будет полезным разработать Рамочное Соглашение, учитывающее все обстоятельства ЦЭС, а ВЭК может разрабатывать отдельные соглашения по водопользованию, режиму спуска воды и управлению водохранилищ в отношении предлагаемых новых гидроэнергетических проектов, а также и соглашения о доступе к линиям электропередач, основанных на общем Рамочном Соглашении.

Институциональные аспекты инвестиций

7.16 Становится очевидным, что наиболее приемлемой институциональной структурой для строительства и эксплуатации новых станций по выработке и передаче электроэнергии является корпоративное лицо. Каждый из описанных в данном отчете проектов, рассматривается с точки зрения институциональной структуры.

- Строительство таких крупных гидроэлектростанций, как Рогун и Талимарджан II потребует усилий всего региона. Объем инвестиций необходимый для их строительства превышает финансовые возможности отдельно взятых стран. Получение крупных займов и акционерное финансирование из внешних источников возможно при наличии обязательства экспортировать электроэнергию как внутри, так и за пределами ЦЭС. Подобные крупные проекты генерирующих станций необходимо изначально разрабатывать, как ориентированные на экспорт, *региональные проекты*, находящиеся в совместной собственности (а) всех граничащих государств (в случае с проектом Рогун); (б) импортирующих стран; и (в) по возможности, частных инвесторов. Реализация проектов, находящихся в совместной собственности нескольких стран облегчается за счет снижения объема долгов и снятия

³⁸ Часть расходов таких структур, как БВУ и «Энергия» можно покрыть за счет поступлений от потребителей. Тем не менее, зависимость от финансовых средств МФИ и Доноров для подобных целей не является желательным и не способствует устойчивости системы.

проблемы, связанной с кредитным лимитом отдельно взятой страны, например Таджикистана. Совместное владение объекта граничащими странами способствует минимизации конфликтов из-за воды и росту понимания и уверенности в строгом соблюдении установленного режима эксплуатации и дает всем странам возможность контролировать работу резервуара. Совместное владение объекта импортирующими странами гарантирует заключение и выполнение долгосрочных обязательств по импорту, как показано на примере других региональных проектов, реализуемых в развивающихся странах. Врезка 7.1 предлагает два примера реализации подобных проектов в Южной Америке и Африке, совместно разработанных двумя и более граничащими странами. Хорошим примером в привлечении импортеров электроэнергии к совместному владению проектом является строительство гидроэлектростанции Теум Гинбаун в Лаосе (см. Приложение 7.2). Он также наглядно демонстрирует эффективность общественно-частных партнерств и роль МФИ типа АБР в реализации подобных проектов.

Врезка 7.1: Два примера гидроэлектростанций, находящихся в совместной собственности

Гидроэлектростанция Итайпу на реке Парана производственной мощностью 12,600 мВт является крупнейшей в мире гидроэлектростанцией. Этот проект совместно реализовывался акционерной компанией «Итайпу Бинасьональ», принадлежащей Бразилии и Парагваю и созданной на основе соглашения Итайпу 1973 года. Первый блок был введен в эксплуатацию в 1983 году. В 2000 году, он вырабатывал 93.4 тВт.ч. электроэнергии и удовлетворял спрос Парагвая на электроэнергию на 95% и 24% - спроса Бразилии. Соглашение о разработке данного проекта необходимо было достигнуть между тремя граничащими странами: Бразилией, Парагваем и Аргентиной. Компания производит отчисления в бюджет правительств Бразилии и Парагвая и продает электроэнергию предприятиям энергоснабжения Бразилии и Парагвая.

Гидроэлектростанция Манатали на реке Сенегал является совместным проектом трех стран: Мавритании, Мали и Сенегала в Западной Африке. Они создали акционерную компанию с равными долями трех стран. Компания построила объект мощностью 200 мВт и необходимые передающие линии

- Гидростанция Камбарата 1 в Кыргызской Республике является наиболее капиталоемким и нерентабельным проектом. Строительство станции Камбарата 2, не завершив вначале, строительство объекта Камбарата 1, должно быть рассмотрено очень внимательно поскольку оно связано с многими рисками. Однако, при необходимости продолжения реализации данных проектов на основе технико-экономического обоснования, проведенного при содействии РАО ОЭС России, их рекомендуется передать в совместную собственность правительств Кыргызской Республики, Узбекистана, Казахстана, и импортирующих стран, таких как Россия. Поскольку, эксплуатационный режим станций Камбарата 1 и 2 напрямую зависит от режима работы Токтогульской ГЭС, совместные собственники новых проектов получают возможность контролировать работу всех объектов, включая Токтогульское водохранилище, хотя оно будет находиться в собственности Кыргызского правительства.
- Теплоэлектростанции Бишкек-2 являющейся наилучшим проектом, восполняющим нехватку электроэнергии в Кыргызской Республике в зимнее время, требуется инвестиция на \$200 миллионов долларов. Проект может быть реализован как общественно-частное партнерство. Поскольку, Узбекистан и Казахстан рассматривают увеличение объема поставок электроэнергии в Кыргызской Республике, как наилучшую гарантию соблюдения Кыргызским правительством

установленного режима отпуска воды из Токтогульского водохранилища, им можно предложить определенную долю проекта.³⁹ Тогда, возможно, эти страны будут заинтересованы в обеспечении бесперебойных поставок топлива для эксплуатации проекта.

- Гидроэлектростанция Сангтуда I является, на первый взгляд, рентабельной. Поскольку Россия взяла на себя обязательство инвестировать \$50 миллионов, а Иран предлагает вложить \$150 миллионов, реализация данного проекта становится задачей нескольких стран.
- Строительство и эксплуатация крупных проектов Талимаржан-1 в Узбекистане и реабилитация Экибастуза по силам существующим энергетическим компаниям – собственникам этих проектов, поскольку объем требуемых инвестиций для запуска станций является скромным.

ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНСОРЦИУМ
ВОЗМОЖНАЯ СХЕМА ФИНАНСИРОВАНИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ НОВОЙ
РЕГИОНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

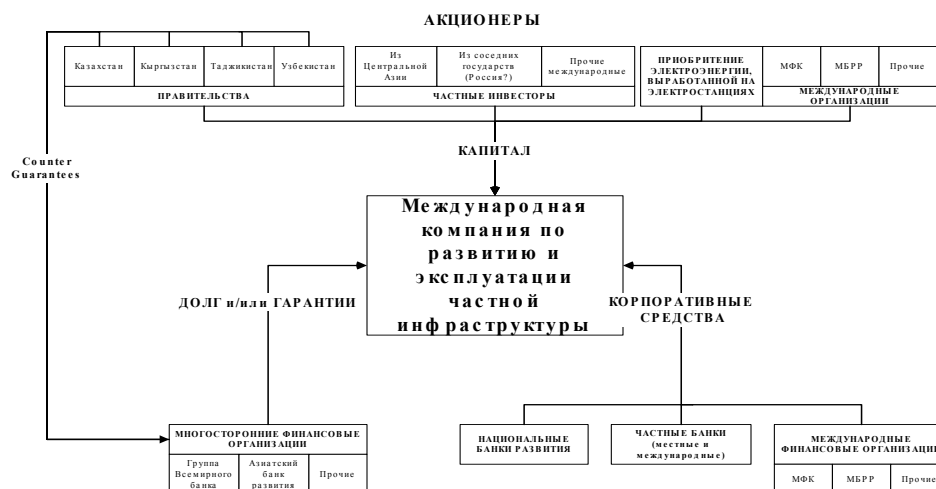


Схема 7. 2: Схема финансирования развития новой инфраструктуры регионального характера

7.17 Необходимо участие частного сектора в реализации данных проектов, а для создания и поддержания благоприятного инвестиционного климата необходима реализация эффективной политики и проведение правовых и регуляторных реформ. Частные инвесторы при поддержке таких финансовых институтов, как ЕБРР и МФК могли бы дополнить общественные ресурсы путем финансирования распределения электроэнергии во всех четырех странах и выработки электроэнергии в Узбекистане и Казахстане, что можно осуществить через создание концессий и/или прямую приватизацию. Для реализации подобных крупных проектов, при принятии регионального/мульти-инвестиционного подхода, необходимо создание международной акционерной компании с участием стран и частных инвесторов. МФИ типа ЕБРР и МФК могли бы использовать корпоративные средства через частных инвесторов под негосударственную гарантию. МФИ типа ВБ и АБР могли бы выдать международной компании долгосрочный кредит под совместную гарантию

³⁹ Акции можно получить из газовой промышленности Узбекистана и угольных индустрий Казахстана

стран-акционеров. Организационная структура вышеупомянутой трехэлементной компании, созданной для привлечения финансов к реализации крупных проектов, изображена на схеме 7.2.

Финансирование систем линий электропередач

7.18 Для инвестиций в сетях внутри ЦАР, государственные корпоративные формирования, выполняющие функции по передаче электроэнергии, являются наиболее подходящими структурами для строительства передающих систем предназначенных для экспорта электроэнергии. Акционерное финансирование, необходимое для реализации подобных проектов по сетям можно получить через привлечение наличных средств из энергетического сектора путем корректировки тарифов и повышения эффективности в системе путем сокращения потерь. Затем, можно обратиться за кредитами в МФИ и к двусторонним донорам.

7.19 Для специфических и радиальных линий передач, предназначенных для поставки электроэнергии на экспортный рынок, например на линии Алматы-Урумчи или даже Сурхан-Машад, наиболее подходящим методом является реализация отдельных сетевых проектов (ОСП). В данном случае, возможно акционерное участие экспортирующих и импортирующих стран и частного сектора. Хорошим примером государственного и частного партнерства в проекте является Проект по строительству линий электропередач в Индии (см. врезка 7.2).

Врезка 7. 2: Проект по установке линий электропередач в Индии

Энергетическая компания Тата (частная компания) и корпорация Пауэр Грид в Индии (государственная компания, занимающаяся передачей энергии) инвестировали 51% и 49% акций на сумму \$79.5 миллионов и получили долгосрочный заем из МФК (на \$75 миллионов), АБР (на \$66.3 миллионов), а также местных банков и финансовых институтов (на \$44.2 миллиона) на строительство пяти 400 кВ и одной 220 кВ линий длиной 1200 км и мощностью 3000 мВт для передачи электроэнергии от Силигури в Западной Бенгалии до Мандолы в Уттар Прадеш близ Дели общей стоимостью \$265 миллионов. Проект основан на контракте ВООТ на строительство, передачу в собственность и эксплуатацию в течение 30 лет с последующей передачей корпорации Пауэр Грид. Линии передач на стадии установки, их строительство завершится к июлю 2006 года. Общая передающая мощность будет находится в распоряжении корпорации Пауэр Грид согласно условиям договора о передаче электроэнергии.

ГЛАВА VIII: ПРЕИМУЩЕСТВА, РИСКИ И ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ

А. Преимущества

8.01. Ожидаемые пользы имеют, по крайней мере, три аспекта. *Во-первых*, торговля электроэнергией в регионе позволит странам ЦАР удовлетворить спрос по более низкой цене, чем если бы они пользовались исключительно собственными ресурсами. Например, Кыргызстан планирует реализовать гидропроект Камбарата 1, чтобы удовлетворить свои долгосрочные потребности. Тем не менее, настоящее исследование показывает, что электричество Камбараты 1 будет стоить более 7 центов за кВт.ч., в сравнении с намного более дешевым электричеством, вырабатываемым в Узбекистане и Казахстане. *Во-вторых*, Казахстан и Узбекистан выиграют от импорта гидроэнергии (из существующих гидроэлектростанций) в летнее время из Кыргызстана и Таджикистана, так как экономические затраты на производство гидроэнергии ниже затрат на электроэнергию, вырабатываемую собственными тепловыми электростанциями Казахстана и Узбекистана. Импортируя электричество и экономя природные ресурсы, используемые для выработки электричества на сезонной основе, эти страны смогут сохранить свои природные ресурсы, а также могут получить доход от торговли углем. *В-третьих*, экспорт электроэнергии за пределы региона в целом является экономически выгодным для всего региона. В выигрышном положении окажутся не только страны-экспортеры электроэнергии, но и, например, Узбекистан и Казахстан, через которые будет осуществляться передача электроэнергии. Строительство крупных водохранилищ, как, например, Рогунского, позволит обеспечить многолетнее регулирование реки Вахш, и, таким образом, способствует дальнейшему развитию сельскохозяйственного орошения, что принесет сопутствующие выгоды.

В. Риски

8.02. Энергетические секторы ЦАР, как по отдельности, так и коллективными усилиями, важно развивать, как часть программы развития экспортного потенциала региона. Данные задачи чреваты большим риском, большая часть которого связана с политической экономией. Эти риски можно разделить на следующие категории: *Риски, связанные с реформами*, что отрицательно влияет на развитие энергетических секторов стран; *риски, связанные с сотрудничеством*, что отрицательно влияет на развитие торговли, как в отдельных странах, так и во всем регионе; *рыночные риски*, влияющие на развитие экспортного потенциала региона.

8.03. *Риски, связанные с реформами*. Хотя все страны проводят реформы энергетического сектора для соответствия требованиям рыночной экономики, реализация этих реформ идет неравномерно. Казахстан оказался наиболее прогрессивным в реформировании структуры энергетической промышленности, привлечении частного сектора и ценообразовании. Узбекистан активно проводил реформу ценообразования и добился прогресса в реформе структуры промышленности путем создания отдельной холдинговой компаний в структуру которой входят отдельные компании по выработке, передаче и распределению электроэнергии. Однако, Кыргызская Республика и Таджикистан, где требуется незамедлительное проведение реформ, отстают больше других стран. Вопросы ценообразования и участия частного сектора стали одним из наиболее политизированных аспектов в Кыргызской Республике за последние годы. В стране ожидаются Президентские и

Парламентские выборы в 2005 году. В Таджикистане, необходимо принять план по проведению реформ в ценообразовании, структуре сектора и участии частного сектора.

8.04. Кроме того, все страны должны разработать и внедрить эффективные схемы социальной защиты. Не менее важной задачей является улучшение инвестиционного климата в этих странах с целью повышения вероятности привлечения частных инвестиций, необходимых для реализации проектов. В дополнение, учитывая, что для удовлетворения спроса по самым низким затратам, необходимо проводить маргинальную торговлю и отходить от политики самообеспеченности электроэнергией.

8.05. Реализация этих реформ контролируется самими странами, и являются фундаментальными для развития сектора и торговли электроэнергией в Центральной Азии, а также с соседними странами. Реформы в ценообразовании двух стран, богатых на гидроресурсы, например, приведут к получению финансовых средств, необходимых для реабилитации энергетических сооружений и сокращения потерь, что, в свою очередь, приведет к сокращению спроса и выработке излишка для сезонного экспорта.

8.06. Риски, связанные с сотрудничеством. Эта категория рисков влияет на развитие национальных энергетических секторов и на увеличение торговли электроэнергией и водными ресурсами.

- ***Риск от взаимосвязи воды и энергии.*** Эта проблема все еще существует в бассейне реки Сыр Дарья, несмотря на попытки ее разрешения, предпринимаемые с 1998 года и, несмотря на многочисленные варианты решения, представленные на рассмотрение. Решение этой проблемы благоприятно скажется на удовлетворении внутреннего спроса на электроэнергию в Кыргызской Республике и повлечет увеличение торговли электроэнергией на коммерческой основе. Однако, каждая из затронутых стран придерживается своего мнения о путях разрешения проблемы (см. Главу II, параграф 2.03) и улаживание спора и поиск решения удовлетворительного для всех представляется проблематичным при сложившихся обстоятельствах. Разрешение этой проблемы рассматривается как безошибочный показатель налаживания регионального сотрудничества.
- ***Риск, связанный с граничащими странами.*** Данный риск является продолжением риска от связи воды и энергии по вопросам, касающимся бассейна реки Сыр Дарья, и влияет на строительство станции Камбарата. Казахстан и Узбекистан вряд ли одобряют строительство Камбараты, так как этот проект укрепит способность Кыргызстана полностью регулировать воду реки Нарын (это означает, что теоретически Кыргызстан сможет удерживать воды Нарына в Токтогульском и Камбаратинском водохранилищах), если странам вниз по течению реки Сыр Дарья не будут предоставлены права управления Токтогульским водохранилищем. Это, в свою очередь, не выгодно для Кыргызстана, так как уменьшает его шансы на реализацию проекта Камбарата.
- Строительство Рогунской станции чревато таким же риском, связанным с граничащими странами, поскольку Узбекистан и Туркменистан находятся в низовьях реки Аму Дарья. Туркменистан не является членом ОЦАС (например), поэтому мнение этой страны относительно строительства Рогунской станции

неизвестно. Решение заключается в реализации Рогунского проекта, как регионального с вовлечением всех граничащих стран и предоставлением им права голоса по вопросам эксплуатации водохранилища. Но над этим решением надо поработать.

- **Риск, связанный с доступом к линиям электропередач.** Интегрированность энергетической системы ЦЭС и окруженность этих стран сушей, делает их взаимозависимыми при передаче электроэнергии в разные уголки своих стран (например: Таджикистан зависит от Узбекской энергетической системы при передаче электроэнергии с юга страны на промышленно развитый север) и на экспортные рынки (Кыргызская Республика пользуется Казахскими сооружениями для поставок электроэнергии в Россию). Эта взаимозависимость чревата риском мощности - у Таджикистана имеются такие же проблемы поставки энергии из северной части страны в южную через Узбекистан, который оправдывает свои действия проблемами перегруженности и ограничений передающих линий (как для передачи электроэнергии для пользования Таджикистаном, так и для экспорта в Россию через Кыргызстан Казахстан). Риск проявляется в нежелании Узбекистана подписывать Соглашение об отношениях в области торговли электроэнергией с Таджикистаном, что позволит этим странам торговать электроэнергией. Хотя, Узбекистан парафировал проект контракта по обращению за кредитом на сумму \$ 120 миллионов в АБР и ЕБРР на строительство линий электропередач и подстанций. Также, это повышает риск задержек – Казахстан и Узбекистан могут косвенно диктовать, когда и в каком количестве производить отпуск воды из Кыргызских и Таджикских водохранилищ путем отказа этим странам в допуске к линиям электропередач. При сопоставлении этих фактов с тенденцией, сложившейся в Кыргызской Республике, которая старается, чтобы каждая капля воды, выпущенная из Токтогульского водохранилища, производила электричество (т.е. если вода не предназначена для выработки продажи электроэнергии, она не выпускает воду совсем), становится очевидным серьезность и реальность этого риска.

В данном случае, решение заключается в комплексе договоров и инвестиций. Необходимо заключение соглашения о том, что Казахстан и Узбекистан дают третьей стороне право доступа к линиям электропередач, и о том, что Кыргызская Республика и Таджикистан придерживаются оптимально-выгодного режима отпуска воды. Необходимы инвестиции для укрепления линии Север-Юг в Казахстане, что позволит поставлять зимой электроэнергию в ЦЭС из более мощных станций и экспорт в Россию в летнее время. Меры по устранению этих препятствий и ограничений на этой высоко приоритетной линии были предприняты при финансировании ЕБРР, и правительство Казахстана намерено завершить строительство этой линии к 2008 году. Также, инвестиции необходимы для преодоления проблем, связанных с низкой мощностью сооружения в южной части ЦЭС (юг Узбекистана, Кыргызской Республики и Таджикистана), особенно, если Талимарджан I будет введен в эксплуатацию. Признавая существование этой проблемы и с целью создания альтернативных передающих линий, подводящих к энергетическим ресурсам своих стран, Кыргызская Республика и Таджикистан приступили к строительству 54 километровой 220 киловольтной системы между Канибодомом (Таджикистан) и Баткеном (Кыргызстан). Возможно, имеет смысл рассмотреть возможность удлинения этой линии для соединения Нурекского каскада в Таджикистане с Токтогульским – в Кыргызской Республике, создав, таким образом, альтернативную линию, соединяющую Казахстан (следовательно и Российскую ветку) с Таджикистаном (а

значит и с Афганистаном) через Кыргызскую Республику не входя в Узбекистан. Детали данной схемы содержатся в Приложении 8.1.

- **Риск, связанный с ресурсами.** Поставки газа из Узбекистана в Кыргызскую Республику и Таджикистан, в настоящее время, являются ненадежным по нескольким причинам, и одной из ключевых причин является неспособность Кыргызских/Таджикских властей платить за газ в денежной форме и необходимости полагаться на бартер. В этой связи, строительство электростанции Бишкек II, работающей на узбекском газе может, с точки зрения Кыргызской стороны, сопровождаться рисками поставки газа. Однако, Кыргызская точка зрения возникает из усилий по строительству станций Камбарата, рассматриваемых как проекты государственной значимости. Поэтому, принятие проекта Бишкек II, направленного на снятие дефицита в зимнее время (в противовес проекту Камбарата) является, вероятно, политически сложным решением.

Учитывая тот факт, что независимый аудит запасов Узбекского газа не проводился, данный риск реален и для проектов Талимарджан I и Талимарджан II.

Решение заключается в проведении независимой оценки запасов газа властями Узбекистана и продолжении усилий по привлечению частных/иностранных инвесторов чтобы увеличить запасы. Кроме того, станция Бишкек II должна строиться как коммерческая, частная структура собственности и управления, способная заключать контракты на поставку газа и оплачивать за газ наличными средствами. Поставщик Узбекского газа «Узбекнефтегаз» является коммерческой структурой, которая будет приватизирована в скором времени. Она предпочитает поставлять газ клиентам, оплачивающим наличными средствами. Возможна разработка других стратегий доставки топлива в Бишкек 2, например, она может функционировать на угольной основе вместо газовой.

8.07. **Рыночные риски.** Очевидно, что ЦАР обладает потенциалом, достаточным для поставок электроэнергии на внешние рынки. Хотя поставки из Центральной Азии конкурентоспособны на этих рынках, в плане стоимости, ценовое преимущество не является доминирующим во всех случаях. Кроме того, реализация экспортного потенциала не является вопросом только экономического характера. Торговля электроэнергией является более политически уязвимым по сравнению с торговлей другими товарами, поскольку торговля электроэнергией часто рассматривается, как вопрос национальной безопасности. Также, торговля значительными объемами электроэнергии требует долгосрочных обязательств и убежденности импортирующих стран в том, что на поставщика можно положиться и обязательства будут выполнены. Уровень торговли, который оправдывает строительство крупных проектов для обслуживания экспортных рынков и вложение необходимых финансовых средств основан на устранении недоверия со стороны импортирующих стран по поводу стабильности поставок и установлении стабильной политической и коммерческой среды в экспортирующей стране.

8.08. В дополнение к вышеперечисленным рискам, относящимся к долгосрочной торговле электроэнергией, существуют риски, присущие целевым рынкам. Афганистан является потенциальным потребителем электроэнергии, но платежеспособность страны является препятствием и, в любом случае, этот рынок слишком мал для новых, крупных станций ЦАР. Выход на рынок Пакистана потребует транзитных линий, и связанного с этим строительства

передающих систем через Афганистан, что поднимет вопрос об ответственности за эти системы и безопасности. Рост спроса в Китае сосредоточен в населенных центрах на Восточном побережье, на огромном расстоянии от Центральной Азии. Выход на рынок России потребует доступа к передающей линии Север-Юг, проходящей через Казахстан. Линия еще строится, и все зависит от заинтересованности и желания покупать электроэнергию компанией РАО ОЭС или другими структурами, которые придут на смену настоящей в результате ее реструктуризации. ЦАР должны учитывать риск того, что поставляя электроэнергию из Кыргызской Республики и Таджикистана в Иран, эти страны будут конкурировать с Туркменистаном, а экспорт будет осуществляться через Афганистан или Туркменистан и Узбекистан.

С. Дальнейшие пути развития

8.09 На устранение рисков и препятствий для реализации торгового и экспортного потенциалов региона, потребуется время и политическая приверженность как внутри ЦАР, так и на целевых рынках. Хотя, международные финансовые организации готовы сотрудничать и поддерживать все страны, никакая поддержка не заменит твердый политический курс, который необходим для принятия уступок в пользу налаживания регионального сотрудничества. Всемирный банк в сотрудничестве с другими партнерами оказывает техническую помощь и консультации (включая данный отчет) в поддержку создания ВЭК и правовой, институциональной и финансовой баз.

8.10 Центральнo-азиатские поставщики электроэнергии, нацеленные на расширение экспорта, должны понимать, что значительное увеличение объемов экспорта потребует времени, поэтому они должны сосредоточиться на поэтапном достижении этой долгосрочной цели. Возможный сценарий развития деятельности ЦАР в выработке и торговле электроэнергией, схематически изображен на Диаграмме 8.1. Эта схема предлагает поэтапное принятие мер, направленных на повышение мощностей, начиная с внедрения программ по сокращению потерь, продолжив строительством новых сооружений, позволяющих удовлетворить спрос в зимнее время в регионе (Талимарджан 1 и Бишкек 2), а также завершением строительства передающих систем, выходящих на Россию через Казахстан. Эти мероприятия необходимо завершить в средние сроки (до 10 лет). Вероятность реализации этих этапов относительно велика.



Схема 8. 1

8.11 Неотделимы от этого процесса, ЦАР-ам понадобится устранять вышеперечисленных рисков. Необходимо, также, ускорить политические реформы, проводимые параллельно с программами по сокращению потерь – фактически, эти два мероприятия взаимосвязаны настолько, что одно без другого не реализуемы. Реализация проектов Бишкек-2 и Талимарджан-1 способствует устранению риска, связанного с сотрудничеством, который требует преодоления политического сопротивления по отношению к проекту Бишкек-2 (вместо Камбараты) и заключения договоров по отпуску воды и доступу к линиям электропередач на местах.

8.12 Шансы реализации обновленных договоров для управления торговлей электроэнергией между странами региона повысятся, если их осуществлять на двусторонней основе, на начальном этапе, как показано на примерах со строительством линии Канибодом-Баткен между Кыргызской Республикой и Таджикистаном, и между Кыргызской Республикой и Казахстаном по Кыргызскому экспорту электроэнергии в Россию. Если все эти соглашения реализовываются последовательно, они способствуют увеличению торговли внутри региона, и укреплению многосторонних договоров, возможность заключения которых рассматривается (пока без особого успеха).

8.13 Что касается торговли электроэнергией за пределами Центральной Азии, становится очевидным, что она, на начальном этапе, ограничится сезонными продажами излишков. Более обширная торговля, которая оправдывает строительство крупных сооружений, зависит от уровня спроса в импортирующих странах. Соответственно, возможность реализации новых проектов, сосредоточенных на экспортных рынках, например: Талимарджан-2 и Рогун, планируемая на следующем этапе, настолько неопределенна на данном этапе, что обоснование финансирования этих капиталоемких проектов представляется сложным. Для реализации этих проектов, необходимо устранение недоверия со стороны импортирующих

стран по поводу стабильности поставок, а также наличие передающих систем для выхода на рынок и политическая стабильность.

8.14 Исключением является гидропроект Сангтуда в Таджикистане, в который инвестируют Россия и Иран с целью его реализации. Роль России в реализации крупных проектов ЦАР необходимо лучше понимать. В настоящее время, Россия выполняет множество ролей – роль импортера Центрально-азиатской электроэнергии, роль инвестора и роль стратегического партнера в строительстве и металлодобывающей (алюминий) промышленности. Она также стала членом ОЦАС в 2004 году. Растущая роль России в энергетическом секторе СНГ в целом, и в Центральной Азии, в частности, может иметь следующие причины:

- Обеспеченность энергетическими ресурсами – собственные запасы газа и мощность выработки электроэнергии снижаются, и Россия, возможно, стремится удовлетворить растущий спрос на энергию путем импорта дешевой (все еще) электроэнергии из СНГ и, особенно Центральной Азии.
- С подписанием Россией Киотского протокола в начале 2005 года, большинство ее индустрий, работающих на угле, сильно загрязняющем воздух, будут закрыты.
- Россия должна выполнить обязательства по поставкам энергии перед западной Европой в настоящее время газом и электричеством, в будущем.
- Хотя западные инвесторы считают новые проекты рискованными, РАО ОЭС России, наоборот, надеется снизить вероятность многих рисков и выразила заинтересованность в участии в некоторых проектах.

В любом случае, РАО ОЭС в сотрудничестве с Ираном (и возможно Казахстаном) представляют наилучшую возможность для реализации проекта Сангтуда в средние сроки.

Следующие шаги

8.15 Необходимо оказание дальнейшей аналитической и технической помощи для достижения консенсуса в развитии энергетического сектора и торговой стратегии, определенной в данном отчете. Последующие этапы работы включают следующее: (а) помощь в подготовке более подробных прогнозов спроса (с использованием подхода конечного потребителя) и помощь в разработке Программ Наименее Затратных Инвестиций для каждой из ЦАР; (б) оценка передающих систем, включая прогнозируемое распределение нагрузки для понимания характера проблем, инвестиционных нужд и стоимости услуг; (в) посредством посещения целевых рынков, подтверждение желания и образа действия импортируемой Центрально-азиатской электроэнергии в кратко-, средне-, и долгосрочной перспективах; (г) развитие коммерческих контрактных документов (например: договоров на покупку электроэнергии и предоставление услуг по передаче электроэнергии) для торговли внутри и за пределами Центрально-азиатского региона; (д) развитие жизнеспособных структур финансирования партнерств государственного и частного сектора для отобранных проектов; и (е) разработка вариантов институциональных структур для регионального подхода к вопросу развития энергетики