

ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Приложения



РЕГИОН ЕВРОПЫ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ
ВСЕМИРНЫЙ БАНК, ВАШИНГТОН, О.К.

ДЕКАБРЬ-2004

Список приложений

- 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

Центральная Азия

Исследование регионального потенциала экспорта электроэнергии
Текущее состояние секторов энергетики в республиках Центральной Азии

Казахстан

Инфраструктура: Казахстан располагает богатейшими запасами ископаемого топлива. По оценкам, запасы нефти составляют здесь от 0,8 до 2,5 миллиардов тонн. Запасы газа превышают 1950 млрд. м³, а запасы угля составляют более 185 миллиардов тонн. Гидроэлектрический потенциал Казахстана составляет, приблизительно, 20 000 МВт, из которых освоено лишь 10%. Установленная мощность составляет, по оценкам, 18 240 МВт, и включает 4 крупные тепловые электростанции (8630 МВт), 12 гидроэлектростанций (2000 МВт), и 38 теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) (7610 МВт). Из-за износа и плохого содержания, их полезная мощность составляет, приблизительно, 13 840 МВт. Реабилитация двух крупных теплоэлектростанций в Экибастузе значительно увеличит полезную мощность. Энергосистема Казахстана состоит из северной энергосистемы (хорошо интегрированной с Российской энергосистемой), а также южной (являющейся неотъемлемой

Таблица А3.1: Казахстан: Выработка, продажа и потребление электроэнергии

Показатели	Ед.	1998	1999	2000	2001 ¹⁾	2002 ¹⁾	2003 ²⁾
Пик спроса	МВт				9 318	9 432	
Внутренняя выработка							
Гидроэлектростанции	ГВтч	6 100 ³⁾	6 100 ³⁾	7 500 ³⁾	8 057	8 861	
Теплоэлектростанции	ГВтч	40 400 ³⁾	38 900 ³⁾	41 400 ³⁾	47 174	49 317	
Всего внутренняя выработка	ГВтч	46 600 ³⁾	45 000 ³⁾	48 900 ³⁾	55 231	58 178	63 700
Экспорт в:							
Россию	ГВтч					595	
Узбекистан	ГВтч						
Кыргызскую Республику	ГВтч						
Экспорт, всего	ГВтч	130 ³⁾	90 ³⁾	90 ³⁾	-	595	4 119
Импорт из:							
России	ГВтч				322		
Узбекистана	ГВтч						
Кыргызской Республики	ГВтч		970 ⁴⁾	1 253 ⁴⁾	1,095	433	1 389
Таджикистана	ГВтч		2 ⁴⁾			31	360
Туркменистана	ГВтч		321 ⁴⁾	35 ⁴⁾	9		
Импорт, всего:	ГВтч	4 000 ³⁾	3 070 ³⁾	3 100 ³⁾	1,426	464	2 448
Чистые поставки на внутр. рынок	ГВтч	50 470	47 980	51 910	56 657	58 048	62 029
Внутреннее потребление	ГВтч	33 815	32 626	35 299	39 094	40 053	43 420
Потери в системе	ГВтч	16 655	15 354	16 611	17 564	17 995	18 609
Потери как % чистых поставок ⁵⁾	%	33%	32%	32%	31%	31%	30%

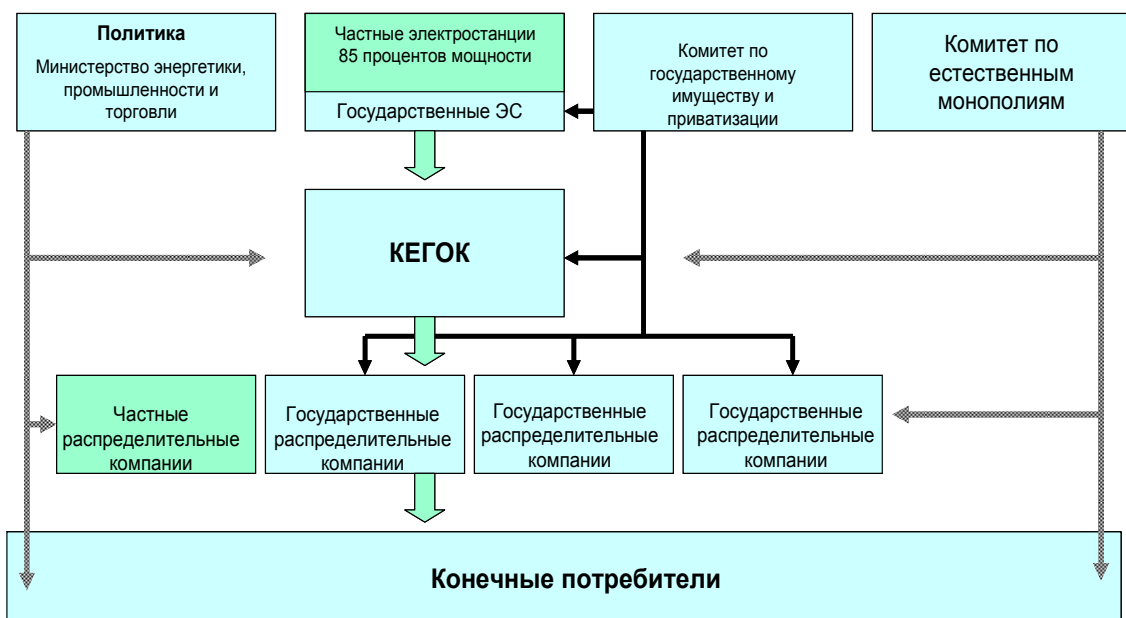
¹⁾ Энергетический сектор и топливные ресурсы Казахстана, март 2003 г. ²⁾ Казахстанская электроэнергетическая ассоциация, Бюллетень энергетической промышленности 3-2004. ³⁾ Fossil Energy International, Энергетический обзор Республики Казахстан, октябрь 2003 г. ⁴⁾ ОДЦ "Энергия", годовые отчеты. ⁵⁾ Оценка ВВ на основе *Обзора природоохранных показателей Казахстана*, ООН, Экономическая комиссия по Европе, Комитет по природоохранной политике, сентябрь 2000 г., и *Региональный обзор подходов к сетке социальной безопасности*, ЮСАИД, октябрь 2003 г. (см. Приложение 5: Реформа энергетики и социальная защита в Казахстане)

частью Центральноазиатской энергосистемы). Одноцепная линия электропередачи на 500 кВ объединяет эти две системы, однако из-за проблем стабильности эта линия остается разомкнутой некоторую часть времени. Активно рассматриваются планы в отношении

усиления связи за счет еще одной линии на 500 кВ, и часть этих работ уже профинансирована за счет кредита ЕБРР.

Выработка, торговля и потребление. В Таблице А3.1 отражены исторические сведения в отношении выработки, торговли и потребления электроэнергии в Казахстане за период с 1998 по 2002 год. Выработка на ТЭС составляет 85% от общего объема выработки, - оставшаяся часть приходится на долю гидроэлектростанций. В 2002 году северная энергосистема была чистым экспортером электроэнергии, в то время как южная система является чистым импортером. Импорт на юге из Кыргызской Республики является следствием, главным образом, обязательств в рамках ежегодных межправительственных ирригационных соглашений, связанных с эксплуатацией Токтогульского водохранилища в Кыргызской Республике. Внутреннее потребление, уровень которого в период с 1990 по 1999 год снизился, вновь выросло в последующие годы, став отражением экономического роста, испытываемого страной и регионом. В период с 1999 по 2002 год, внутреннее потребление электроэнергии возросло на 23%. Ежегодный пик спроса приходится на январь месяц, а летний пик в июле составляет, приблизительно, 60% от зимнего пика.

Потери в системе, выставление счетов и сбор оплаты: Сообщается, что в целом по стране потери в системе достигают 30%. Тем не менее, у разных распределительных компаний уровень потерь значительно различается. Во многих распределительных компаниях уровень потерь достигает 35% от общего объема получаемой ими электроэнергии. Аналогичные различия между этими компаниями наблюдаются и в том, что касается выставления счетов и сбора оплаты. Если в целом уровень сбора оплаты составляет, по отчетам, около 85% от суммы, на которую выставляются счета, то общий уровень сбора в денежной форме составляет, приблизительно, 55% от суммы счетов.



Источник: Отчет АБР по Проекту модернизации региональной передачи электроэнергии

Рисунок А3.1: Структура электроэнергетической отрасли в Казахстане

Структура сектора: Казахстан одной из первых республик бывшего Советского Союза приступил к осуществлению структурных реформ с целью приватизации активов в секторе. В 1996 году сектор был разъединен на вырабатывающий, передающий и распределительный

компоненты (см. Рисунок А3.1). Линии передач на 220 кВ и выше, а также диспетчерская система, находятся в ведении государственной акционерной компании КЕГОК. Существует 21 региональная энергокомпания, которым принадлежат более мелкие электростанции¹ (в большинстве своем, теплоэлектроцентрали), линии передачи на 110 кВ, а также распределительные электросети и теплосети. Не все из них прошли процесс разделения и некоторые по-прежнему сохраняют статус вертикально интегрированных компаний. Эти РЭКи являются собственностью различных уровней правительства. Из них одиннадцать сохраняют государственную форму собственности, у шести – коммунальная форма собственности, а у четырех – доверительное управление. Регулирование отрасли осуществляется Государственным комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции. Регулятивные органы на областном уровне играют важную роль с точки зрения регулирования тарифов.

Участие частного сектора: Значительная доля крупных вырабатывающих активов (известных как электростанции национального уровня) была приватизирована иностранными и местными стратегическими инвесторами. Крупные вырабатывающие объекты гидроэнергетики были переданы в концессию частным инвесторам. Девять распределительных электросетей из числа не разъединенных РЭКов были приватизированы с использованием концессионного подхода. Проблемы регулятивного характера привели к примечательной ситуации с изъятием капиталовложений международными частными инвесторами из бизнеса, занимающегося распределением электроэнергетики.

Рыночные операции: Распределительные и вырабатывающие компании связаны системой двусторонних контрактов. Основные промышленные объекты, подключенные к высоковольтной передающей системе, а также РЭКи и приватизированные распределительные компании имеют право заключать прямые контракты с вырабатывающими компаниями, так как существуют правовые условия, обеспечивающие доступ третьих сторон к национальной энергосистеме. Внедрен рынок торговли по контрактам, который определяет оптовые цены. Предлагаются контракты на базовую мощность, пиковую и внепиковую мощность, резервную и реактивную мощность. Конечный потребитель платит по тарифу, который складывается из стоимости электроэнергии, национальных, региональных сборов, и сборов распределительной сети, а также технических потерь и платы за техническое обслуживание.

Создана экспериментальная рыночная торговая организация КОРЕМ, и уже ведется пробная рыночная торговля электроэнергией. С помощью Всемирного банка и ЕБРР, предоставивших кредит на сумму 190 миллионов долларов США, в течение 2001 был подготовлен Кодекс единой энергосистемы, утвержденный Министерством юстиции; дорабатываются правила рынка; рассматриваются меры, необходимые для работы рынка "на день вперед" и рынка "spot" с целью обеспечения баланса между предложением и спросом в реальном времени на рынке, который, в значительной степени, определяется двусторонними контрактами.

Ценообразование на электроэнергию: Так как энергетическая система Казахстана характеризуется наличием множества вырабатывающих и множества распределительных компаний, то ее отличает и сложная система тарифов, учитывающая различные тарифы за выработку, а также трехсторонний тариф за передачу. Оптовые тарифы в настоящее время

¹ В целом по Казахстану, суммарная мощность таких станций регионального уровня достигает 8860 МВт, или 48,6% от общей установленной мощности в стране.

варьируются от 0,5 центов/кВтч до тарифа чуть ниже 1 цента/кВтч. Тарифы за передачу, применяемые КЕГОК, и подлежащие ежеквартальному пересмотру, осуществляемому регулятором, в настоящее время составляют около 0,7 тенге/кВтч (0,4 центов/кВтч). Розничные тарифы, взимаемые приватизированными РЭЖами, как правило, выше чем тарифы РЭЖов, которые по-прежнему остаются государственной собственностью. Согласно данным Региональной ассоциация энергетических регуляторов, не средневзвешенное среднее значение по всем РЭЖам составляет 2,64 цента/кВтч. В целом, бытовые потребители платят больше, чем промышленные потребители, что указывает на некоторое снижение перекрестных дотаций.

Кыргызская Республика

Инфраструктура: Хотя к настоящему времени в Кыргызстане реализовано лишь 10% ее гидроэнергетического потенциала, энергосистема республики является, преимущественно, гидроэлектрической. Ее установленная мощность составляет 3713 МВт, из которых 2950 МВт (79,5%) – установлено на ГЭС и 763 МВт (20,5%) на ТЭС. На долю гидроэлектростанций Токтогульского каскада, расположенного на реке Нарын², приходится 97% гидроэлектрической мощности, и 78% общей установленной мощности страны. Эти станции производят 90% (от 11 до 12 ТВтч) от общего объема вырабатываемой электроэнергии. Что касается тепловых электростанций, то две ТЭС, которые работают на газе, топочном мазуте и угле, вырабатывают всего от 1,1 до 1,2 ТВтч, хотя их проектная мощность рассчитана, приблизительно, на 4,1 ТВтч. Это происходит в результате отсутствия топлива и плохого состояния самих ТЭС. Линии электропередач включают линии с напряжением в 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. В распределительных линиях используется напряжение 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, and 0,4 кВ.

Выработка, торговля и потребление. В Таблице А3.2 приведены данные, касающиеся выработки электроэнергии, ее экспорта, импорта, внутреннего потребления и продаж в Кыргызской Республике.

Исходя из средних данных за пятилетний период (1998-2002 гг.), общий объем выработки составлял, приблизительно, 12,9 ТВтч, из которых более 90% приходилось на гидроэнергетику. Около 15,6% от общего объема выработки экспортировано, главным образом, в Узбекистан и южный Казахстан, в соответствии с ежегодными межправительственными ирригационными соглашениями, связанными с эксплуатацией Токтогульского водохранилища; и частично в Таджикистан. Объем импорта невелик, и связан, главным образом, с техническим обменом, необходимым для поддержания стабильности системы и баланса. Чистые поставки на внутренний рынок составили, приблизительно, 11,2 ТВтч, при этом объем внутренних продаж достиг лишь 7,0 ТВтч с учетом потерь в системе, составляющих, приблизительно, 37% от объема чистых поставок. Учитывая, что Токтогульское водохранилище представляет собой многолетний накопитель воды для ирригации и сельского хозяйства для стран, расположенных вниз по течению реки, сброс воды из него регулируется ежегодным межправительственным ирригационными соглашениями. Это ведет к значительному сбросу воды и экспорту электроэнергии в летние месяцы, и ограниченному сбросу воды и импорту энергоносителей в зимние месяцы. Таким образом, торговля электроэнергией, в значительной мере, является побочным продуктом соглашений о сбросе воды.

² Нарын является крупнейшим притоком реки Сыр-Дарья.

Таблица А3.2: Кыргызская Республика: Выработка, продажа и потребление электроэнергии

Показатели	Ед.	1998	1999	2000	2001	2002	в среднем в течение 5 лет
Пик спроса	МВт	2633	2554	2622	2775	2687	2661
Внутренняя выработка							
Гидроэлектростанции	ГВтч	9939	12,137	13024	12391	10778	11654
Теплоэлектростанции	ГВтч	1631	982	1222	1215	1115	1233
Общая внутренняя выработка	ГВтч	11570	13119	14246	13606	11893	12887
Экспорт в:							
Узбекистан	ГВтч		970	1926	1038	523	1114
Казахстан	ГВтч		970	1253	1264	575	1016
Таджикистан	ГВтч		149	154	78	118	125
Экспорт, всего	ГВтч	1,043	2089	3333	2380	1216	2012
Импорт из:							
Узбекистана	ГВтч		2	195	287	267	188
Казахстана	ГВтч		0	0	0	0	0
Таджикистана	ГВтч		137	126	35	163	115
Туркменистана	ГВтч		49	0	0	0	12
Импорт, всего	ГВтч	320	188	321	322	430	316
Чистые поставки на внутр. рынок	ГВтч	10847	11218	11234	11548	11107	11191
Внутренние продажи	ГВтч	6624	7251	7779	6641	6836	7026
Потери	ГВтч	4223	3967	3455	4907	4271	4165
Потери (как % чистых поставок)	%	39	35	31	42	38	37

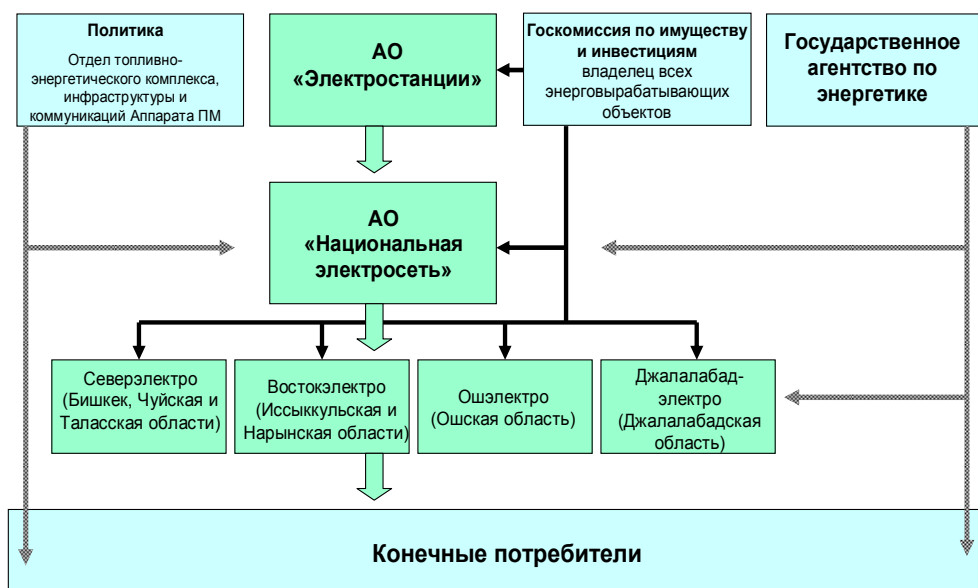
Рынок электроэнергии: Страна полностью электрифицирована, а общее число потребителей электроэнергии составляет здесь около 1,08 миллиона, из которых более 95% - бытовые потребители. Хотя к 2000 году потребление электроэнергии достигло уровня 1990 года (до распада Советского Союза), структура потребления коренным образом изменилась. Промышленное потребление резко снизилось, а доля бытового потребления возросла с 15% до 60% от общего объема потребления.³ Основными причинами всплеска бытового потребления стали отсутствие местного ископаемого топлива, быстрый рост цен на импортируемое ископаемое топливо, достигших международного уровня, нехватка импортного топлива из-за необходимости оплаты импорта денежной наличностью, и, как результат, перенос внимания бытовых потребителей с ископаемого топлива на электроэнергию, используемую ими для обогрева помещений, приготовления пищи и нагрева воды, чему способствовали по-прежнему низкие и широко дотируемые цены на электроэнергию. Таким образом, сезонное варьирование спроса стало отчетливо выраженным. Пик спроса в системе приходится на середину зимы, в то время как летний пик составляет лишь 55% от зимнего пика. Около 2/3 годового потребления электроэнергии приходится на первый и четвертый кварталы года (зима и осень), как результат роста спроса на электроотопление.

Потери в системе, выставление счетов и сбор оплаты: Общий уровень потерь в системе составляет около 37%. Технические потери в передающих и распределительных сетях возросли за счет серьезнейших изменений в структуре спроса. Кроме того, распределительная сеть нуждается в обширной реабилитации. Значительная доля потерь

³ В 2003 году среднегодовое потребление электроэнергии бытовыми потребителями составляло, приблизительно, 4560 ГВтч.

(свыше 50%) имеет место по причине поставок без измерений, неработающих счетчиков, и хищений электроэнергии. Показатели по выставлению счетов и собираемости оплаты являются низкими, составляя, приблизительно, 80% каждый, а сектор по-прежнему сталкивается с проблемами неплатежей и бартерных расчетов.

Структура сектора: Энергосистема Кыргызской Республики была разделена в 2001 году, в результате чего была создана электроэнергетическая отрасль, в состав которой вошли: одна вырабатывающая компания; одна передающая компания, и четыре распределительных компании (см. Рисунок А3.2). Государственное агентство по энергетике является регулирующим органом для всего энергетического сектора, в то время как формирование политики находится в руках Отдела топливно-энергетического комплекса Аппарата Премьер-министра.



Источник: Отчет АБР по Проекту модернизации региональной передачи электроэнергии

Рисунок А3.2: Структура электроэнергетической отрасли Кыргызской Республики

Рыночные операции: В соответствии с Правилами рынка электроэнергии, принятыми Правительством в 2000 году, передающая компания является "общим перевозчиком", не несущим какой-либо ответственности за покупку и продажу электроэнергии⁴ (за исключением очень небольших объемов, необходимых для поддержания стабильности системы и исполнения инструкций Единого диспетчерского центра в Ташкенте). Распределительные компании ведут торговлю непосредственно с вырабатывающей компанией, покупая у нее электроэнергию, и платя передающей компании плату за услуги по передаче электроэнергии. Вырабатывающая компания отвечает за экспорт электроэнергии.

Участие частного сектора: Правительство приняло на себя обязательство по привлечению частного сектора к участию в распределении электроэнергии и эксплуатации малых ГЭС. Две малых ГЭС, - Чаканская и Калининская, были переданы частным

⁴ Однако позднее Правительство приняло решение о том, что в исключительных случаях и только на время переходного периода передающей компании разрешается продавать электроэнергию напрямую золотодобывающей компании Кумтор.

инвесторам. Реализация решения о предложении "Северэлектро", одной из четырех распределительных компаний, частному сектору на основе концессии, по-прежнему находится на стадии подготовки.

Ценообразование на электроэнергию: Хотя за период после 1999 года тарифы пересматривались несколько раз, и в 2003 году общий средний тариф в энергетическом секторе Кыргызской Республики составлял 1,42 цента/кВтч⁵, он все еще отстает от тарифа, который бы покрывал производственные затраты, и составил бы, приблизительно, 2,3 цента/кВтч. Кроме того, существует значительное перекрестное субсидирование бытовых потребителей промышленными потребителями. ГАЭ регулирует тарифы на выработку, передачу и распределение.

Таджикистан

Инфраструктура: Энергосистема Таджикистана также является преимущественно гидроэнергетической. Гидроэнергетический потенциал страны оценивается в 40 000 МВт при годовом запасе энергии в 527 ТВтч, при том, что лишь 10% этого потенциала уже освоено. Общая установленная мощность составляет, приблизительно, 4405 МВт, и включает семь крупных и несколько мелких ГЭС (4059 МВт), а также две ТЭЦ, работающих на ископаемом топливе (346 МВт). Однако полезная мощность гораздо ниже, и составляет около 3428 МВт (включая 3218 МВт на ГЭС, и 220 МВт на ТЭЦ). К числу наиболее важных вырабатывающих активов относятся Нурекский каскад гидроэлектростанций, включающий Нурекское водохранилище и Нурекскую и Баипазинскую ГЭС с суммарной мощностью в 3600 МВт и годовым производством электроэнергии 15 ТВтч.

По существу, энергосистема Таджикистана включает три отдельных сети. Сеть, которая находится в северной части страны (Согдийский регион), и сеть в южной части страны (Хатлонский регион) не связаны напрямую из-за разделяющей их высокой горной гряды. Сеть в восточной части (Горно-Бадахшанская Автономная Область) связана с сетью на юге линией 35 кВ большой протяженности с очень ограниченной пропускной способностью. Основная генерирующие мощности сосредоточены в южной части, а основные центры нагрузки – в северной части. Однако северный и южный регионы соединены за счет энергосистемы Узбекистана на нескольких уровнях напряжения. Таким образом, между Таджикистаном и Узбекистаном существует постоянный обмен энергией. Энергосистема Таджикистана удовлетворяет свои внутренние потребности, главным образом, за счет внутренней выработки, и частично за счет чистого импорта. Передающая система страны состоит из 226 километров ЛЭП 500 кВ, 1203 километров ЛЭП 220 кВ, 2839 километров ЛЭП 110 кВ. Распределение осуществляется по линиям 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, и 0,4 кВ. Электрификация страны почти завершена, и почти все семьи имеют доступ к электросети. В 2000 году среднее по душевое потребление электроэнергии составило 2473 кВтч.

⁵ Вырабатывающая компания реализует электроэнергию по тарифу от 23 до 26 тыйин/кВтч распределительным компаниям, и по 71,3 тыйин/кВтч 14 крупным промышленным потребителям, которым она поставляет электроэнергию по линиям 110 кВ. Промышленные потребители, получающие электроэнергию по линиям в 35 кВ и 10 кВ, платят распределительной компании тариф 80 тыйин/кВтч. В среднем, плата за передачу достигает 8,7 тыйин/кВтч. Бытовые потребители платят распределительной компании по 43 тыйин/кВтч за первые 150 кВтч в месяц (тариф минимального потребления), и по 80 тыйин/кВтч за электроэнергию, потребленную сверх этого лимита. Правительство рассматривает возможность отмены тарифа минимального потребления, и взимания единого тарифа со всех бытовых потребителей.

Таблица А3.3: Таджикистан: Выработка, торговля, потребление и потери электроэнергии

Показатели	Ед.	1990	1998	1999	2000	2001	2002	в среднем в течение 5 лет
Пик спроса	МВт		2352	2,605	2723	2750	2901	2666
Внутренняя выработка								
Гидроэлектростанции	ГВтч	17459	14147	15426	14025	14206	15086	14578
Теплоэлектростанции	ГВтч	633	271	369	222	130	138	226
Общая внутренняя выработка	ГВтч	18092	14418	15795	14247	14336	15224	14804
Экспорт в:								
Узбекистан	ГВтч	2344	3600	3691	244	299	72	1581
Кыргызскую Республику	ГВтч	324	124	137	126	35	163	117
Туркменистан	ГВтч	-	-	2	-	-	31	7
Экспорт, всего	ГВтч	2668	3724	3830	370	334	266	1705
Импорт из:								
Узбекистана	ГВтч	3927	3619	3493	729	569	360	1754
Кыргызской Республики	ГВтч	-	-	149	154	78	118	100
Туркменистана	ГВтч	-	350	-	819	1037	580	557
Импорт, всего:	ГВтч	3927	3969	3642	1702	1684	1058	2411
Чистые поставки на внутренний рынок	ГВтч	19351	14663	15607	15579	15686	16,016	15510
Внутренние продажи электроэнергии	ГВтч	18109	12495	13310	12040	12165	12988	12600
Потери системы	%	6%	15%	15%	23%	22%	19%	19%

Источник: Барки Таджик

Выработка, продажа и торговля: В Таблице А3.3 приведены данные, касающиеся выработки, продажи, торговли и потерь. Внутреннее производство снизилось, приблизительно, с 18 ТВтч в 1990 году до, приблизительно, 14 ТВтч в течение 1995-1998 гг. за счет: (а) вывода из эксплуатации ТЭЦ в Яване, вызванного отсутствием топлива, длительными простоями, и отсутствием средств на техническое обслуживание; (б) снижением потенциала Нурекского водохранилища из-за заиления, (с) необходимости закрытия некоторых ГЭС из-за отсутствия запасных частей и средств на техническое обслуживание. Реабилитация некоторых ГЭС привела к некоторому улучшению показателей выработки за последние годы. Торговля является следствием ежегодных Межправительственных ирригационных соглашений (МПИС), заключаемых в соответствии с Рамочным соглашением 1998 года между странами, расположенными в бассейне реки Сыр-Дарья.⁶ В соответствии с этими соглашениями, Таджикистан обязан сохранять, как минимум, 3,4 миллиардом метров кубических воды в Кайраккумском водохранилище⁷ на реке Сыр-Дарья в течение зимнего сезона для обеспечения достаточного объема воды для ирригационных потребностей Узбекистана в летний период. В обмен за такую услугу по накоплению воды, Узбекистан обязан принять из Таджикистана 250 ГВтч электроэнергии летом, и передать 200 ГВтч в Таджикистан зимой. Торговые операции, не предусмотренные МПИС, оплачиваются денежной наличностью. За последнее десятилетие экспорт электроэнергии из Таджикистана снизился за счет политики энергетической самодостаточности, которой следует Узбекистан, при этом импорт в Таджикистан снизился из-за неспособности страны оплачивать импорт деньгами.

⁶ Кыргызская Республика, Узбекистан, Казахстан и Таджикистан.

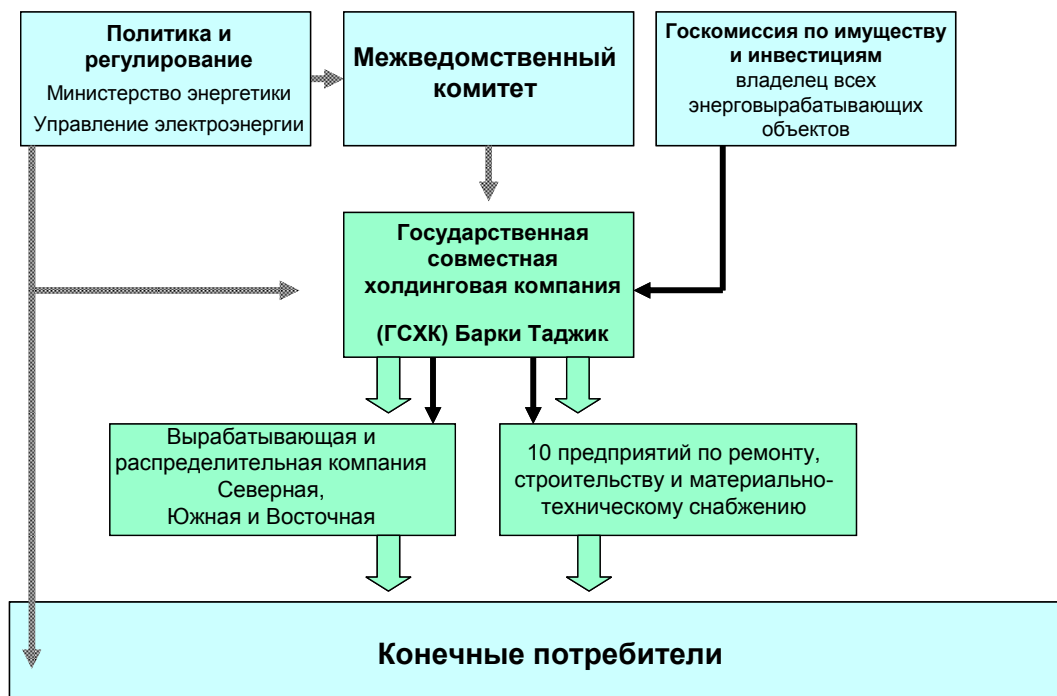
⁷ Это ГЭС мощностью 126 МВт с водохранилищем на территории северной части Таджикистана.

Рынок электроэнергии: Снижение объема внутренних продаж на 33% в течение периода с 1990 по 2001 г. было вызвано экономическим беспорядком, возникшим после распада Советского Союза, и последовавшими внутренними конфликтами в самой стране. На долю ТАДАЗ, одного из крупнейших алюминиевых заводов в мире, расположенного в Таджикистане, приходится приблизительно 32% общего объема внутренних продаж электроэнергии. На долю бытовых потребителей приходится 34% уровня продаж, за которыми следуют сельское хозяйство, машинное орошение (21%), прочие отрасли (7%) и бюджетные потребители (6%). В течение десятилетия доля промышленности (включая ТАДАЗ) снизилась с 68% до 39%, в то время как доля бытовых потребителей выросла с 8% до 34%. Как и в Кыргызской Республике, и по тем же причинам, бытовые потребители перешли от использования ископаемого топлива к использованию электроэнергии для обогрева и приготовления пищи в зимний период. Однако сезонные колебания спроса на электроэнергию в Таджикистане не столь выражены как в Кыргызской Республике, так как уравниваются спросом со стороны алюминиевого производства, и машинного орошения. Доля потребления в зимний период фактически составляет лишь 43% от общего годового объема потребления, и дефицит ощущается довольно остро - главным образом, из-за отсутствия поставок, так как количество воды в реках зимой значительно снижается, а накопительная способность водохранилищ ограничена. Региональная модель потребления такова, что около 40% электроэнергии потребляется северным регионом, за которым следуют южный регион (25%), столичный регион (18%) и другие регионы (17%).

Потери в системе, выставление счетов и сбор оплаты: По сообщениям, в 2001 году общий объем потерь составил 22% (Таблица А3.3). Однако почти 32% от общего объема продаж (3916 ГВт) пришлось на алюминиевое плавильное производство ТАДАЗ получающего электроэнергию по сетям 220 кВ. Здесь потери не превышают 1,0 %, в то время как потери от объема остальных продаж (8249 ГВт) достигают почти 30%. Согласно оценкам, из 30% потерь примерно половина приходится на технические потери в передающей и распределительной системах, остальная часть относится к нетехническим потерям, связанным с хищениями, неправильным измерением, выпиской счетов на основе норм для потребителей не имеющих электросчетчиков, не выставлением счетов и недостаточным выставлением счетов. Неэффективность выставления счетов настолько велика, что счета выписываются лишь на 70% потребленной электроэнергии. Уровень сбора оплаты составляет около 70% от уровня выставленных счетов. Лишь 40% оплаты собирается деньгами, остальное оплачивается в форме бартера или взаимозачетов.

Структура сектора, рыночные операции и участие частного сектора: Барки Таджик (БТ) является государственной вертикально интегрированной компанией, которая до недавнего времени отвечала за выработку, передачу и распределение электроэнергии на территории всего Таджикистана (см. Рисунок А3.3). После того, как в конце 2002 года Частная Энергокомпания "Памир" была передана в концессию на 25 лет для эксплуатации всего энергооборудования, расположенного в Горно-Бадахшанском автономной области, компания БТ стала ответственной за оставшуюся территорию страны. БТ зарегистрирована в качестве государственной совместной холдинговой компании, в состав которой входят 28 дочерних компаний, включая несколько вырабатывающих компаний, одну передающую и диспетчерскую дочерние компании, и 11 распределительных дочерних компаний, помимо дочерних компаний, отвечающих за содержание, проектирование, исследования и т.п. Хотя с правовой точки зрения, вырабатывающие, передающие и распределительные компании являются отдельными компаниями, БТ функционирует по всем практическим аспектам как вертикально интегрированная компания, а упомянутые компании функционируют, в

основном, как отделения БТ, особенно в том, что касается работы и финансирования системы. Помимо этого, образована новая акционерная компания "Сангтуда" с целью завершения строительства и последующей эксплуатации крупной русловой Сангтудинской ГЭС I, расположенной вниз по течению от каскада Нурек-Байпаза.



Источник: Отчет АБР по Проекту модернизации региональной передачи электроэнергии

Рисунок А3.3: Структура электроэнергетической отрасли Таджикистана (2002 г.)

Тарифы: В 2003 году средневзвешенный тариф составлял порядка 0,49 центов/кВтч, при том, что уровень тарифа для возмещения производственных затрат составляет 2,1 цент/кВтч. В 2003 году введены сезонные тарифы с более высокой ставкой в зимний период, и более низкой в летний. Тариф минимального потребления для бытовых потребителей составляет 0,41 цент. Потребление бытовыми потребителями сверх этого количества оплачивается по тарифу около 0,68 и 0,69 центов/кВтч. Однако недавно уровень минимального потребления по сниженному тарифу был увеличен со 150 кВтч до 250 кВтч в месяц.

Узбекистан

Инфраструктура: Запасы нефти в Узбекистане составляют 82 миллиона тонн, запасы газа - 1875 миллиардов кубических метров, запасы угля - 4 миллиарда тонн, а гидроэнергетический потенциал - 15 000 ГВт в год. Номинальная установленная мощность электростанций (11 580 МВт) составляет почти 50% от общей генерирующей мощности электростанций Центральной Азии. Сюда входят 11 ТЭС (общей мощностью 9 870 МВт), и 31 ГЭС (1 700 МВт). К числу крупных электростанций, работающих на природном газе, относятся Сырдарьинская ГРЭС (3000 МВт), Ташкентская ГРЭС (1860 МВт) и Навоиская ГРЭС (1250 МВт). Крупные электростанции, работающие на угле, - Ангренская ГРЭС (600 МВт) и Ново-Ангренская ГРЭС (2100 МВт). Чарвакская ГЭС (620 МВт) является крупнейшей ГЭС. В Талимарджан ведется строительство крупных газовых блоков на 800 МВт. Здесь

имеется обширная система ЛЭП 500 кВ (1700 км) и 220 кВ (5100 км), а также ЛЭП на 220 кВ, соединяющая Узбекистан с Афганистаном.⁸

Выработка, торговля и потребление. В Таблице А3.4 приведены данные по выработке, торговле, продаже, потреблению и потерям.

Таблица А3.4: Узбекистан: Выработка, торговля и потребление электроэнергии							
Показатели	Ед.	1998	1999	2000	2001	2002	в среднем за 5 лет
Пик спроса	MW	7603	7494	7571	7674	7925	7653
Внутренняя выработка							
Гидроэлектростанции	ГВтч	7269	6585	4909	5354	7278	6279
Теплоэлектростанции	ГВтч	38645	38734	41932	42574	42021	40781
Общая внутренняя выработка	ГВтч	45914	45319	46841	47928	49299	47060
Экспорт в:							
Кыргызскую Республику	ГВтч		2	195	287	267	188
Казахстан	ГВтч		0	0	0	0	0
Таджикистан	ГВтч		361	729	569	360	505
Туркменистан	ГВтч		77	33	0	7	29
За пределами ЦА (Афганистан)	ГВтч		0	0	0	63	16
Экспорт, всего	ГВтч	482	440	957	856	634	674
Импорт из:							
Кыргызской Республики	ГВтч		970	1926	1038	523	1114
Казахстана	ГВтч		0	0	0	0	0
Таджикистана	ГВтч		558	244	299	72	293
Туркменистана	ГВтч		126	68	13	14	55
Импорт, всего	ГВтч	658	1654	2238	1,350	609	1302
Чистые поставки на внутр. рынок	ГВтч	46090	46533	48122	48422	49274	47688
Внутреннее потребление	ГВтч	38311	37927	39465	37935	38,112	38350
Потери в системе	ГВтч	7779	8606	8657	10487	11162	9338
Потери (как % чистых поставок)	%	17	18	18	22	23	20

Около 77% всей вырабатываемой электроэнергии получают на тепловых электростанциях, работающих на газе, 7% на тепловых электростанциях, работающих на топочном мазуте, 3,5% - на угольных теплоэлектростанциях, и 12,5% - на гидроэлектростанциях. Торговля электроэнергией с Кыргызской Республикой и Таджикистаном является следствием обязательств в рамках ежегодного МПИС, касающегося ирригационных стоков по реке Сыр-Дарья, регулируемых в этих странах Токтогульским и Кайракумским водохранилищами. В отличие от Кыргызской Республики, в Узбекистане разница между зимним и летним пиком нагрузок невелика. Например, в 2000 году летний пик нагрузки составил 6882 МВт, или, приблизительно, 91% от зимнего пика нагрузки (7571 МВт). Нагрузки в связи с насосной ирригацией весной и летом компенсируют нагрузки в связи с отоплением осенью и зимой. Несмотря на большую установленную номинальную мощность (11,6 ГВт), Узбекистан испытывает трудности с покрытием пиковых нагрузок, который составляет от 6,9 ГВт до 7,7 ГВт из-за пониженной работоспособности генерирующих станций (что значительно сокращает полезный резервный запас), и относительно низкого процента вырабатывающих станций, способных нести пиковую нагрузку. Низкая работоспособность станций объясняется большим износом многих крупных станций (большинство построены 30 лет

⁸ В настоящее время эта линия может работать только на 110 кВ из-за ограничения трансформатора на подстанции, расположенной в Мазар-и-Шарифе.

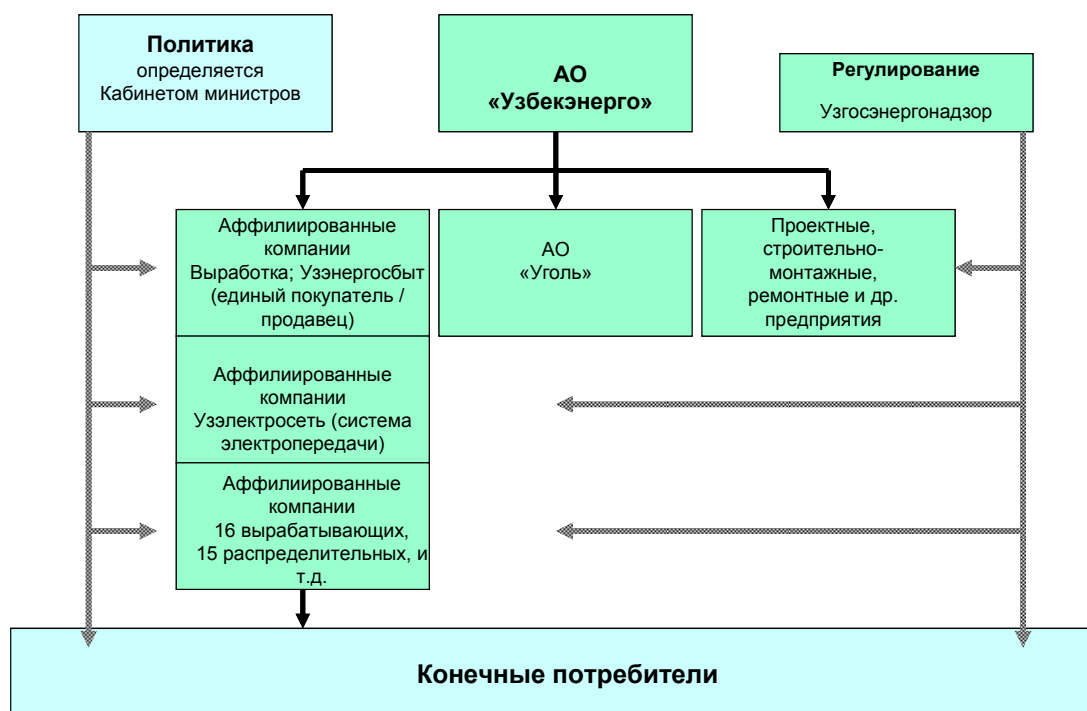
назад, а некоторые – 40 лет назад), необходимостью серьезной реабилитации, и низкими тарифами на электроэнергию, которые недостаточны для того, чтобы собрать денежные средства, необходимыми для проведения реабилитации. Проблема нехватки мощности порядка 1000 МВт решается за счет чередующихся аварийных отключений, или за счет импорта мощности из соседних стран.

Рынок электроэнергии: Так же как Кыргызская Республика и Таджикистан, Узбекистан полностью электрифицирован, и все его территории и все домашние хозяйства имеют доступ к электроэнергии. По состоянию на 2001 год, общее количество потребителей насчитывало около 4 миллионов. Согласно данным за 2002 год, в Узбекистане, в отличие от двух упомянутых республик, доля бытовых потребителей в общем объеме потребления электроэнергии является небольшой – 15,3%. Так как большинство домашних хозяйств снабжается природным газом, бытовые потребители не зависят от электроэнергии для приготовления пищи и обогрева. На долю промышленных потребителей приходится 47,5%, за ними следуют нагрузки, связанные с сельским хозяйством и машинным орошением (30,6%), и другие, например, бюджетные организации, коммерческие потребители и транспорт (6,6%).

Потери в системе, выставление счетов и сбор оплаты: В 2002 году потери в системе, определяемые как разница между валовыми внутренними поставками и объемом продаж, по которым выставлены счета, составляли около 23%. Приблизительно, половина из них приходится на потери в передающих и распределительных сетях, оставшаяся часть потерь происходит из-за неправильного измерения, не измеряемых поставок, а также из-за хищений электроэнергии. Последние данные об эффективности сбора оплаты отсутствуют. На основе фрагментарных данных за 2000 год делается оценка, что собираемость оплаты по выставленным счетам составляет лишь 75%. Значительную проблему составляют бартерные расчеты и взаимозачеты, так как лишь 40% оплаты собирается деньгами.

Структура сектора: Узбекистан стал одной из последних республик бывшего Советского Союза, передавшей ответственность по эксплуатационным энергетической системы от правительства к юридическому лицу, организованному на коммерческой основе. В 2001 году, путем упразднения Министерства энергетики и электрификации, и создания государственной акционерной компании Узбекэнерго (см. Рисунок А3.4), в Узбекистане была создана электроэнергетическая отрасль. Узбекэнерго включает три аффилированные компании: "Уголь", которая отвечает за угольную промышленность; Узэнергосеть (передача электроэнергии); и Узэнергосбыт, выступающий в роли единого покупателя и единого продавца электроэнергии. Помимо этого, существуют дочерние компании, среди которых 7 ТЭС, 6 ГЭС, три теплоэлектроцентрали, и 15 распределительных компаний. Четыре ТЭС (Сырдарьинская, Ферганская, Ташкентская и Мубарекская) и все 15 распределительных компаний зарегистрированы в качестве независимых акционерных компаний. АО "Узбекэнерго", как акционерное общество, владеет всеми акциями этих компаний. Крупным промышленным потребителям, пользующимся линиями на 110 кВ и выше, разрешается покупать электроэнергию напрямую у вырабатывающих компаний, хотя и по регулируемым тарифам. Кроме того, создано государственное агентство по техническому регулированию деятельности энергетического сектора - Узгосэнергонадзор. Это регулятивное агентство наделено полномочиями по вопросам, связанным с электроэнергией, углем и тепловой энергией. Оно подотчетно Кабинету министров, однако экономическое регулирование остается прерогативой Министерства финансов.

Рыночные операции: Узэнергосбыт выступает как единый покупатель всей вырабатываемой электроэнергии, и единый ее продавец всем распределительным компаниям. В действительности, это клиринговая палата, несущая ответственность за все потоки электроэнергии от генераторов к распределительным компаниям и крупным промышленным потребителям через национальную передающую электросеть. Кроме того, Узэнергосбыт отвечает за торговлю электроэнергией (как за импорт, так и за экспорт). Затем распределительные компании переводят на счет Узэнергосбыта разницу между своей ценой покупки и ценой продажи электроэнергии. После этого Узэнергосбыт распределяет общие доходы между вырабатывающими компаниями и передающей компанией на основе потоков электроэнергии. Это некоммерческая организация, поэтому любые остающиеся излишки переводятся в Узбекэнерго. В контексте низкого уровня сборов и повсеместного использования бартерных расчетов, система расчетов не всегда работает логично, и имеющаяся наличность распределяется между участниками рынка с применением специальных формул.



Источник: Отчет АБР по Проекту модернизации региональной передачи электроэнергии

Рисунок 3.4: Структура электроэнергетической отрасли Узбекистана

Участие частного сектора: Правительство планирует предложить частным инвесторам до 49% своих акций в четырех вырабатывающих компаниях. Однако передача частному инвестору административного управления не предусматривается. Хотя существует возможность дальнейшего участия частного сектора в выработке и распределении, нынешние планы Правительства предусматривают сохранение государственной формы собственности в отношении всех гидроэлектростанций, линий электропередачи, коммуникационных систем, Узэлектросети, а также Узэнергосбыта.

Ценообразование на электроэнергию: В 2001 году средневзвешенный тариф составлял 0,5 центов/кВтч в условиях сдерживаемого рыночного обменного курса. Однако с тех пор правительство проводит в жизнь активнейшую политику регулирования тарифов по всем

видам товарной продукции в энергетике, в рамках которой цены на электроэнергию поднимаются, в среднем, каждые два месяца. Как следствие, по состоянию на август 2004 года, средний выставленный тариф составлял 2,15 цента/кВтч в сравнении с тарифом, покрывающим производственные издержки, составляющим 3,5 цента/кВтч. Как представляется, структура выставленного тарифа в некоторой степени снизила перекрестные дотации. Министерство финансов рассматривает и утверждает предложения по разделенным тарифам в энергосистеме – на выработку, передачу и распределение. Розничные тарифы для конечных потребителей являются едиными по всей стране. Каждый вырабатывающий агрегат/станция имеет отдельный регулируемый тариф. Услуга по передаче электроэнергии также имеет регулируемый тариф на передачу. Розничный тариф складывается из тарифов на выработку и передачу, а покупная цена каждой из распределительных компаний Узэнергосбыта определяется на основе структуры потребителей, плотности нагрузки и желаемого уровня прибыли.

Центральная Азия
Исследование регионального потенциала экспорта электроэнергии
Прогнозы спроса на электроэнергию

I. Общие сведения и методология

Общепринятыми подходами при прогнозировании спроса на электроэнергию являются анализ тенденций конечного спроса, а также макроэкономическое моделирование. В связи с экономическим коллапсом, последовавшим за распадом Советского Союза, и продолжительным снижением ВВП и потребления электроэнергии в странах бывшего Советского Союза, применение общепринятого анализа тенденций в отношении ЦАР было бы нецелесообразным. Применение анализа конечного использования также затруднено неполнотой данных и искажениями, обусловленными чрезвычайно неэффективным использованием электроэнергии. Прогнозы спроса, составлявшиеся в советский период, и даже в последующие годы, по своему характеру являлись в большей мере целевыми показателями, нежели прогнозами. Как результат предшествующей практики централизованного планирования, цена, как определяющий фактор спроса, главным образом, игнорировалась, а концепции эластичности по цене и эластичности по доходу не нашли широкого применения. Казахстанская электроэнергетическая ассоциация – национальная промышленная ассоциация – с недавнего времени начала практику подготовки долгосрочных прогнозов. В последнее время составляются также прогнозы консалтинговыми фирмами, финансируемыми международными финансовыми учреждениями, такими, как АБР и ПРООН, и некоторыми двусторонними агентствами помощи, в контексте их деятельности, в которых используется макроэкономическое моделирование, а также учитываются эластичность по доходу и эластичность по цене. Вместе с тем, в них, очевидно, не учитываются в достаточной степени сезонные изменения спроса. Ввиду значительной амплитуды таких сезонных колебаний, они должны учитываться в прогнозах спроса с целью определения экспортных излишков. Кроме того, нуждаются в обновлении другие ключевые исходные данные, связанные с показателями роста ВВП, ценами на электроэнергию и возможными улучшениями эффективности. Прогноз, сделанный в настоящем отчете на основе макроэкономического моделирования, учитывает эти элементы. Модель основана на простой изо эластичной функции спроса, которая часто используется при проведении подобного анализа совокупного спроса.

II. Основные определяющие факторы роста спроса и допущения

Применительно к спросу на электроэнергию, эластичность по доходу и эластичность по цене являются ключевыми определяющими факторами при проведении анализа совокупного спроса. Была предпринята попытка установить значения эластичности на основе данных за прошлые периоды по четырем странам, однако это оказалось невозможным – статистические ряды слишком коротки, характеризуются большим количеством разрывов, и отражают период, который не является типичным с точки зрения экономической деятельности. В связи с этим, значения эластичности были приняты на основе изучения ряда исследований в данном регионе, а также в других регионах.

- *Эластичность спроса на электроэнергию по доходу или по ВВП:* Данные, имеющиеся в литературе, показывают, что для большинства развивающихся стран эластичность

спроса на электроэнергию по ВВП колеблется от 1,2 до 1,4 (т.е., на каждый процент прироста ВВП, спрос на электроэнергию увеличивается на 1,2 – 1,4 процента). Однако большинство стран бывшего Советского Союза (и, в особенности, в ЦАР) не входят в эту категорию, так как потребление электроэнергии в этих странах находится уже на очень высоком уровне по сравнению с уровнем их ВВП. Таким образом, ожидается, что отношение между ВВП и спросом на электроэнергию в республиках ЦА будет ближе к отношению, существующему в развитых странах, демонстрирующих эластичность спроса по ВВП, равную 0,8. Именно это значение было использовано в настоящем исследовании в отношении ЦАР.

- *Эластичность по цене*: Оценки эластичности спроса на электроэнергию по цене в странах с более низким уровнем доходов, как правило, находятся в пределах от –0,1 до –0,2, что подразумевает что на каждый процент увеличения цены на электроэнергию спрос снижается на величину от 0,1 до 0,2 процента. В отношении электроэнергии, уровни эластичности по цене обычно ниже уровней по другим видам энергии (например, по нефтепродуктам), отражая:
 - отсутствие гибкости со стороны потребителей в отношении перехода с электроэнергии на другие виды энергии. На краткосрочную перспективу, это в верно в отношении всех видов потребителей, а что касается промышленности, например, металлургической и химической, это верно и на долгосрочную перспективу;
 - отсутствие других видов энергии (например, газа), как это имеет место в случае с Кыргызской Республикой и Таджикистаном;
 - доля промышленного потребления в общем объеме потребления – доля промышленного потребления выше, как в случае с Казахстаном и Узбекистаном, а эластичность спроса по цене ниже.

Важно также отметить существование обратных соотношений между эластичностью спроса по цене и уровнем доходов страны (ВВП). При более высоких уровнях доходов, спрос на электроэнергию становится все менее и менее эластичным по отношению к изменению цен на электроэнергию с ростом ВВП. Этот случай характерен для Казахстана, где более высокий уровень ВВП стремится к снижению значений эластичности по цене. Учитывая все вышесказанное, было сделано допущение, что значение эластичности по цене для Казахстана и Узбекистана составляет -0,1, а для Кыргызской Республики и Таджикистана –0,3 (где необходимое увеличение цены для обеспечения финансовой жизнеспособности, составляет, соответственно, 80% и 300%).

Таблица А4.1: Валовый внутренний продукт, 4 ЦАР, источники данных и темпы роста					
Страна	Источник данных	темпы роста ВВП			
		2004	2005	2006	2007-2025 гг.
Казахстан	2004-2006: SIMA, МВФ 2007-2025: Оценка	0,072	0,07	0,075	0,04
Кыргызстан	2004-2006: SIMA, МВФ 2007-2025: Оценка	0,041	0,045	0,051	0,03
Таджикистан	2004-2006: SIMA, МВФ 2007-2025: Оценка	0,153	0,066	0,067	0,03
Узбекистан	2004-2025: Оценка	0,04	0,04	0,04	0,025

Прочие допущения

- А. В Таблице А4.1 показаны периоды, для которых имеются данные по ВВП, и для которых оценивались значения. Кроме этого, показаны данные по темпам роста ВВП, которые использовались при прогнозировании спроса на электроэнергию. Группа оценивала темпы роста ВВП за период с 2007 по 2025 год, исходя из предыдущего опыта четырех стран, а также оценки приемлемых темпов роста за указанные 19 лет.
- В. Тарифы на электроэнергию определялись в два этапа. Во-первых, было необходимо достичь уровня средних дополнительных издержек к определенной дате, а затем сохранять этот тариф в долларовом выражении. На первом этапе были определены тарифы и даты, указанные в Таблице А4.2. Начиная с 2003 года и до дат, указанных в Таблице А4.2, тарифы для каждого года были определены посредством линейной интерполяции.

Таблица А4.2: Долгосрочные средние дополнительные издержки			
Страна	Долгосрочный средний возрастающий тариф (центов/кВтч)	Средний тариф в 2003 г. (центов/кВтч)	Дата достижения долгосрочного тарифа
Казахстан	2,9	2,64	2006 г.
Кыргызская Республика	2,45	1,42	2009 г.
Таджикистан	2,1	0,47	2009 г.
Узбекистан	3,5	1,29	2006 г.

- С. Было также признано, что собранные тарифы, уплачиваемые потребителями, были фактически ниже установленных тарифов из-за некачественного снятия показаний счетчиков, а также неэффективного выставления счетов и сбора оплаты. Поэтому существующие цены, использованные для оценки спроса, были скорректированы на показатель собираемости оплаты для получения собранных тарифов. Исходя из среднего выставленного тарифа, был определен **собранный тариф** на основе фактически собранных сумм. Точнее, собранный или скорректированный тариф на электроэнергию для данной страны на данный год рассчитывался следующим образом:

Скорректированный тариф на электроэнергию = Тариф на электроэнергию x Показатель собираемости оплаты

Таблица А4.3: Показатели сборов за год, 4 ЦАР, с 2003 по 2025 гг.									
Страна	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011-2025
Казахстан	50%	57%	64%	71%	77%	84%	91%	98%	98%
Кыргызская Республика	40%	48%	56%	64%	71%	79%	87%	95%	98%
Таджикистан	70%	70%	74%	78%	82%	86%	90%	98%	98%
Узбекистан	50%	57%	64%	71%	77%	84%	91%	98%	98%

Для определения показателя собираемости на оставшиеся годы применялись следующие допущения:⁹ К 2010 году, все страны, за исключением Кыргызской Республики,

⁹ Следует обратить внимание, что собираемость оплаты относится только к собираемым денежным средствам.

обеспечат 98-процентный уровень сбора оплаты; а Кыргызская Республика выйдет на этот уровень к 2011 году; а в период с 2011 по 2025 все страны выйдут на уровень 98%. В Таблице А4.3 приведены годовые показатели сборов оплаты в каждой из стран за период с 2003 по 2025 год.

Д. Оценка месячного спроса на электроэнергию в 4 странах за пять лет (2005, 2010, 2015, 2020 и 2025 гг.) осуществлялась с использованием среднемесячных показателей потребления электроэнергии Центральными азиатскими энергосистемами и Казахстаном в 1999-2003 гг. (Таблицы А4.4 и А4.5)¹⁰, которые были получены в Объединенном диспетчерском центре в Ташкенте.

Таблица А4.4: Среднемесячное потребление электроэнергии Центральными азиатскими энергосистемами и Казахстаном в 1999-2003 гг.

Энергосистема	янв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	нояб.	дек.	в год
Казахстан	6 320	5 877	5 404	3 940	3 602	3 639	3 747	3 561	3 786	4 923	5 285	6 061	56 144
Кыргызская Республика	1 636	1 445	1 284	854	623	528	542	535	528	809	1 178	1 610	11 572
Таджикистан	1 417	1 256	1 191	1 171	1 389	1 363	1 434	1 445	1 287	1 185	1 287	1 424	15 850
Узбекистан	4 462	3 995	4 250	3 791	3 891	3 789	4 084	4 055	3 546	3 762	4 048	4 518	48 192

Таблица А4.5: Среднемесячное потребление электроэнергии Центральными азиатскими энергосистемами в 1999-2003 гг. (%)

Энергосистема	янв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	нояб.	дек.	в год
Казахстан	11	10	10	7	6	6	7	6	7	9	9	11	100
Кыргызская Республика	14	12	11	7	5	5	5	5	5	7	10	14	100
Таджикистан	9	8	8	7	9	9	9	9	8	7	8	9	100
Узбекистан	9	8	9	8	8	8	8	8	7	8	8	9	100

III. Результаты оценки спроса

В таблицах приведены результаты прогнозирования спроса на электроэнергию по годам (см. Таблицу А4.6) отдельно по каждой стране и для региона в целом, а также месячные значения (см. таблицу А4.8). В таблицах нашли отражение:

- а. Повсеместное снижение спроса к 2010 году, за исключением Казахстана. Это произойдет из-за повышения тарифа, которое окажет свое действие, в то время как экономика будет характеризоваться довольно скромным ростом. В течение первого пятилетнего периода спрос на электроэнергию в Казахстане будет ежегодно расти на 2,91%, при этом спрос в Кыргызской Республике, Таджикистане и Узбекистане снизится на 3,86%, 5,18% и 0,63% в год, соответственно;
- б. В период с 2005 по 2025 год совокупные темпы годового роста спроса по сравнению с уровнем 2003 года составят около 1,9%, при этом наибольший рост будет отмечаться в Казахстане (3,09%), а в Таджикистане будет отмечаться снижение спроса по сравнению с уровнем 2003 года (-0,17%);

¹⁰ Следует с осторожностью относиться к допущению о том, что структура месячного спроса будет оставаться постоянной в течение 25 лет, так как вероятность такого постоянства невелика.

Таблица А4.6: Прогноз валового спроса на электроэнергию в ГВтч, 2005-2025 гг.

Страна	Actual	Прогноз спроса (ГВтч)				Годовые темпы 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%

с. Месячный спрос по всем четырем странам, за исключением Узбекистана, указывает на существование зимних пиков нагрузок, при этом наибольший пиковый спрос отмечается в Казахстане, в то время как в Кыргызской Республике и Таджикистане отмечается наименьший пиковый спрос. В Узбекистане сезонные колебания спроса практически отсутствуют. (Таблицы с А4.7 по А4.9)

Таблица А4.7: Сезонность спроса на электроэнергию в Казахстане и Кыргызской Республике (в ГВтч, 2005-2025 гг.)

	Казахстан					Кыргызская Республика						
	Месячн. потр. (%)*	2005	2010	2015	2020	2025	Месячн. потр. (%)*	2005	2010	2015	2020	2025
январь	11%	7 033	8 111	9 460	11 073	12 962	14%	1 502	1 251	1 361	1 533	1 726
февраль	10%	6 540	7 543	8 797	10 297	12 053	13%	1 450	1 208	1 314	1 479	1 665
март	10%	6 013	6 935	8 088	9 467	11 082	11%	1 236	1 030	1 121	1 262	1 421
апрель	7%	4 384	5 056	5 896	6 902	8 080	6%	675	563	612	689	776
май	6%	4 008	4 623	5 392	6 311	7 388	5%	538	448	488	549	618
июнь	6%	4 049	4 670	5 446	6 375	7 463	5%	511	426	463	521	587
июль	7%	4 169	4 809	5 608	6 565	7 684	5%	513	428	465	524	590
август	6%	3 963	4 571	5 331	6 240	7 304	5%	501	417	454	511	575
сентябрь	7%	4 213	4 859	5 666	6 633	7 764	4%	486	405	441	496	558
октябрь	9%	5 479	6 319	7 369	8 626	10 098	8%	918	765	832	937	1 055
ноябрь	9%	5 880	6 782	7 910	9 259	10 838	11%	1 217	1 014	1 104	1 242	1 399
декабрь	11%	6 744	7 778	9 071	10 619	12 430	14%	1 521	1 268	1 379	1 553	1 748
всего	100%	62 475	72 056	84 034	98 367	115 146	100%	11 069	9 222	10 033	11 296	12 719

Таблица А4.8: Сезонный (валовой) спрос на электроэнергию в Таджикистане и Узбекистане, (в ГВтч, 2005-2025 гг.)

	Таджикистан					Узбекистан						
	Месячн. потр. (%)*	2005	2010	2015	2020	2025	Месячн. потр. (%)*	2005	2010	2015	2020	2025
январь	10%	1 351	1 071	1 180	1 328	1 495	9%	4 275	4 350	4 784	5 282	5 832
февраль	9%	1 253	993	1 094	1 232	1 387	9%	3 916	3 985	4 383	4 839	5 343
март	7%	1 000	792	873	982	1 106	9%	4 132	4 204	4 625	5 106	5 638
апрель	7%	987	783	862	970	1 093	8%	3 585	3 648	4 013	4 431	4 892
май	9%	1 283	1 017	1 120	1 261	1 420	8%	3 773	3 839	4 223	4 662	5 148
июнь	9%	1 247	988	1 088	1 226	1 380	8%	3 621	3 685	4 053	4 475	4 941
июль	9%	1 267	1 004	1 106	1 245	1 402	8%	3 814	3 881	4 269	4 713	5 203
август	9%	1 274	1 009	1 112	1 252	1 409	8%	3 742	3 808	4 188	4 624	5 106
сентябрь	8%	1 071	849	935	1 053	1 185	7%	3 326	3 384	3 722	4 110	4 537
октябрь	7%	1 048	830	914	1 030	1 159	8%	3 626	3 690	4 059	4 481	4 948
ноябрь	8%	1 135	900	991	1 115	1 256	8%	3 849	3 916	4 308	4 756	5 251
декабрь	9%	1 300	1 030	1 135	1 278	1 438	9%	4 135	4 208	4 628	5 110	5 642
всего	100%	14 216	11 267	12 410	13 972	15 731	100%	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479

Таблица А4.9: Сезонный (валовой) спрос на электроэнергию в Центральноазиатских республиках (в ГВтч, 2005-2025 гг.)

	2005	2010	2015	2020	2025
январь	14 161	14 783	16 785	19 216	22 015
февраль	13 158	13 728	15 587	17 847	20 448
март	12 381	12 962	14 706	16 818	19 247
апрель	9 632	10 050	11 384	12 993	14 840
май	9 603	9 928	11 222	12 784	14 574
июнь	9 428	9 768	11 051	12 597	14 370
июль	9 764	10 121	11 448	13 047	14 880
август	9 480	9 805	11 085	12 627	14 395
сентябрь	9 095	9 496	10 764	12 291	14 045
октябрь	11 071	11 604	13 175	15 074	17 260
ноябрь	12 082	12 612	14 312	16 373	18 744
декабрь	13 700	14 284	16 213	18 559	21 258
Всего	133 554	139 142	157 731	180 225	206 075

IV. Результаты по странам

Казахстан

Спрос возрастает приблизительно с 60 100 ГВтч в 2005 г. до 104 255 ГВтч в 2025 г., с ежегодным приростом в течение этого периода 3,09% (в сравнении с 2003 г.). Это самый высокий показатель роста из всех четырех стран, который является результатом: (а) наиболее высокого устойчивого роста ВВП за рассматриваемый период, (б) отсутствия ожидаемых крупных повышений тарифов относительно уровня 2004 г., которые могли бы привести к снижению спроса.

Результаты прогноза можно сопоставить с прогнозными данными из других источников (Таблица А4.10).

Таблица А4.10: Альтернативные прогнозы для Казахстана (ТВтч)

Источник	2005	2010	2015	2020
Настоящее исследование	62,5	72,1	84,0	98,4
АБР	62,6-66,1	66,0-75,4	72,0-86,7	77,6-98,1
Казахстанская электроэнергетическая ассоциация	62,5-67,0	75,0-82,0	86,0-95,0	н/д

Данные прогноза по данному исследованию несколько ниже прогнозов КЭА на 2005-2015 г.г., и приближаются к верхним значениям прогнозного диапазона АБР (Исследование для Регионального проекта модернизации линий электропередачи). Анализ расхождений с национальными прогнозами не мог быть проведен из-за отсутствия исходных данных по ним, однако причины расхождения с прогнозами АБР заключаются в следующем:

- В данном исследовании было принято допущение о том, что после 2006 г. не будет происходить дальнейшее повышение тарифов сверх 2,9 ц/кВтч, тогда как в исследовании АБР тариф возрастает до 6 ц/кВтч.
- В исследовании АБР предполагалось, что после 2015 г. по "базовому сценарию" (т.е., при среднем значении из рассмотренного диапазона) рост ВВП снизится до 3% в год, тогда как в настоящем исследовании предполагался продолжительный рост с темпом 4% в год до 2025 г.

Кыргызская Республика

Спрос снижается приблизительно с 12 145 ГВтч в 2003 г. до 10 000 ГВтч в 2015 г., после чего начинается медленный рост до уровня 11 300 ГВтч в 2020 г., и 12 700 ГВтч в 2025 г. Причинами отрицательного роста до 2010 г. являются: (а) существенные повышения тарифов и сбора платежей, которые приведут к повышению эффективной тарифной ставки на 103 процента в период между 2005 и 2010 г. В таблице А4.11 приведено сравнение прогнозов данного исследования с прогнозами из других источников.

Таблица А4.11: Альтернативные прогнозы для Кыргызской Республики (ТВтч)

Источник	2005	2010	2015	2020
Настоящее исследование	11,1	9,2	10,0	11,3
АБР	12,3-13,2	13,3-15,6	14,6-18,2	15,7-20,5

Прогнозные показатели данного исследования ниже средних значений прогноза АБР приблизительно на 13 процентов для 2005 г., на 36 процентов для 2010 г., на 39 процентов для 2015 г. и на 38 процентов для 2020 г. Причинами расхождения с прогнозами АБР является более высокая эластичность по доходам, использованная в исследовании АБР (1,1 по сравнению с 0,8 в настоящем исследовании) и более высокие темпы роста ВВП в исследовании АБР (4,0% до 2015 г. включительно, по сравнению с 3% в настоящем исследовании); а также более высокая эластичность по цене в данном исследовании (-0.3), которая окажет существенное влияние на выработку энергии в 2010 г.

Таджикистан

Спрос будет снижаться по сравнению с уровнем 2003 г. (14 348 ГВтч), и даже в 2025 году будет ниже уровня 2003 года, свидетельствуя о снижающемся уровне спроса, снижение за этот период составит 0,17%. Основной причиной снижения спроса является значительное повышение тарифов, которое в сочетании со значительным повышением показателя

собираемости оплаты, приведет почти к четырехкратному повышению действующего тарифа (по сравнению с уровнем 2003 года).

Таблица А4.12: Альтернативные прогнозы для Таджикистана (ТВтч)				
Источник	2005	2010	2015	2020
Настоящее исследование	14,2	11,3	12,4	14,0
АБР	15,7-17,0	16,8-19,8	18,3-22,8	19,7-25,7

Прогнозы настоящего исследования сравнивались с прогнозами из других источников (см. Таблицу А4.12). Прогнозные значения на 2005 год, рассчитанные в настоящем исследовании, ниже прогнозных значений, рассчитанных АБР, на 13 процентов, а на период до 2010 они ниже на 38 процентов, на период до 2015 года – на 40 процентов, до 2020 года – на 38 процентов. Причиной более низких темпов роста в настоящем исследовании является более низкий предполагаемый рост ВВП после 2006 года (3% по сравнению с 4% в исследовании АБР); и более высокая эластичность по цене (-0.3).

Узбекистан

Спрос возрастает, приблизительно, с 44 700 ГВтч в 2003 году до, приблизительно, 62 500 ГВтч в 2025 году, что составляет годовой темп роста за указанный период в, приблизительно, 1,14 процента. За первые 5 лет годовой рост имеет отрицательное значение (-0,63%) из-за роста показателей собираемости оплаты, что отражается и на действующем тарифе в период с 2005 по 2010 год.

Таблица А4.13: Альтернативный прогноз по Узбекистану()				
Источник	2005	2010	2015	2020
Настоящее исследование	45,8	46,6	51,3	56,6
АБР	47,8-51,7	52,8-62,6	59,6-75,0	65,2-86,1
Прогноз ЯБМС	50,7	55,9	61,8	

В Таблице А4.13 представлены прогнозы спроса из настоящего исследования, а также из других источников. Прогнозные значения настоящего исследования намного ниже средних оценочных значений АБР¹¹: на 8% ниже в 2005 г., на 14% - в 2010 г., на 24% - в 2015 г., и на 24% ниже в 2020 г.. Наиболее серьезные расхождения можно отнести за счет более высокой эластичности по доходу в исследовании АБР (1,1 против 0,8 в настоящем исследовании) и более высоких темпов роста ВВП, прогнозируемых в исследовании АБР (4% в год до 2015 года, и 3 % впоследствии, в сравнении с 2,5% на период 2007-2025 гг. в настоящем исследовании).

¹¹ а также прогнозных значений Японского банка международного сотрудничества, так как значения АБР и ЯБМС близки.

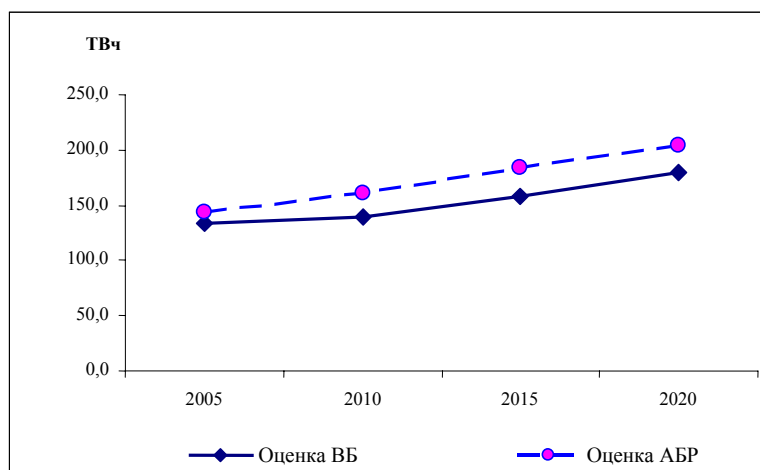


Рисунок А4.1: Сравнение оценок АБР и ВБ, Валовой спрос на электроэнергию в ЦАР, 2005-2020 гг.

Общее сравнение прогнозов. Таким образом, в целом, по сравнению с оценками АБР, настоящее исследование прогнозирует более низкие темпы роста спроса в регионе на период с 2005 to 2020. Это иллюстрирует Рисунок А4.1.

V. Анализ Чувствительности

В виду того, что выбранные ключевые определяющие факторы спроса – уровни эластичности цен и дохода – основывались на опыте, полученном в других странах, но не в странах ЦАР, результаты прогноза потребления были подвержены всестороннему анализу чувствительности с изменением различных ключевых определяющих факторов спроса (различных значений эластичности цен и дохода), изменяющихся в обоих направлениях. Кроме этого, прогнозы были испытаны на предмет задержки или ускорения темпов достижения тарифов, покрывающих затраты производства. Первостепенная задача выполненного анализа чувствительности заключается в том, чтобы гарантированно избежать осуществления ненужных инвестиций в новые мощности по производству электроэнергии в регионе ЦАР, а также, во вторую очередь, в том, чтобы понять влияние изменений спроса на экспортные излишки электроэнергии. Были изучены следующие варианты, по каждому из которых уровню потребления сопоставлялся уровень производства электроэнергии из существующих и будущих источников электроснабжения.

- (i) **Оптимистический вариант 1:** Предложенные изменения тарифов отложены до 2015 г. (вместо первоначально предложенного 2010 г.) в Кыргызской Республике и Таджикистане, где потребность в изменении тарифов является наиболее высокой. Вследствие этого: рассчитанный среднегодовой показатель роста (РСПР) спроса на период с 2003 по 2025 гг. будет выше на 0,04%; потребление в 2025 г. будет выше приблизительно на 0,8%; экспортируемый излишек будет ниже на 0,7%. Дефицит электроэнергии в зимний период с 2005 по 2010 гг. будет несколько выше, подтверждая тем самым потребность в новых источниках производства электроэнергии на ТЭС.
- (ii) **Оптимистический вариант 2:** Были снижены значения эластичности цен в Кыргызской Республике и Таджикистане, где уровень бедности и потребность в изменении тарифов являются наиболее высокими. Вследствие этого: РСПР спроса на

период с 2003 по 2025 гг. будет выше на 8% (2,05% в сравнении с 1,9%); потребление в 2025 г. будет выше приблизительно на 3,25%; в 2025 г. экспортируемый излишек будет ниже на 29%. Дефицит электроэнергии в зимний период с 2005 по 2010 гг. сохранится.

- (iii) **Оптимистический вариант 3:** Увеличение значений эластичности дохода для всех стран. Вследствие этого: РСПР спроса на период с 2003 по 2025 гг. будет выше на 20% (2,26% в сравнении с 1,9%); потребление в 2025 г. будет выше приблизительно на 8,23%; в 2025 г. экспортируемый излишек будет ниже на 73%. Однако пик излишка в период с 2010 по 2020 гг. будет находиться в пределах от 21,2 ТВтч до 36,3 ТВтч, наряду с сохранением сезонных излишков.
- (iv) **Пессимистический вариант 1:** Перенос на 2006 г. предлагаемых изменений тарифов в Кыргызской Республике и Таджикистане, где потребность в изменении тарифов является наиболее высокой. Вследствие этого: рассчитанный среднегодовой показатель роста (РСПР) спроса на период с 2003 по 2025 гг. будет ниже на 2,5% (1,85% в сравнении с 1,0%); потребление в 2025 г. будет ниже приблизительно на 1,1%; экспортируемый излишек будет выше на 10%. Дефицит электроэнергии в зимний период сохранится, несмотря на сокращение объемов потребления в Кыргызской Республике.
- (v) **Пессимистический вариант 2:** Сокращение значений эластичности дохода во всех странах. Вследствие этого: РСПР спроса на период с 2003 по 2025 гг. будет ниже на 19% (1,54% в сравнении с 1,9%); потребление в 2025 г. будет ниже приблизительно на 7%; в 2025 г. экспортируемый излишек будет выше на 32%. Дефицит электроэнергии в зимний период сохранится в Кыргызской Республике и Казахстане с 2005 по 2010 гг., подтверждая тем самым потребность в новых источниках тепловой энергии.
- (vi) **Пессимистический вариант 3:** Увеличение значений эластичности цен во всех странах. Вследствие этого: РСПР спроса на период с 2003 по 2025 гг. будет ниже на 34% (1,25% в сравнении с 1,9%); потребление в 2025 г. будет ниже приблизительно на 13%; в 2025 г. экспортируемый излишек будет выше на 120%. Однако, несмотря на значительное снижение уровня потребления, дефицит электроэнергии в зимний период сохранится в Кыргызской Республике и Казахстане с 2005 по 2010 гг., подтверждая тем самым потребность в новых источниках производства электроэнергии на ТЭС.

Таблица 4. 14: Результаты анализа чувствительности прогноза спроса		
Страна	Процент изменения потребности в конце периода для:	
	1% изменения эластичности доходов	1% изменения эластичности цены
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

Результаты произведенного анализа чувствительности, приведенные в Таблице А4.14, свидетельствуют о том, что рост потребления в регионе в целом является более чувствительным к значениям эластичности дохода, по сравнению с эластичностью цен. По прогнозам, сокращение эластичности дохода на каждый процентный пункт (1%) в течение периода с 2005 по 2025 гг. должно будет приводить к сокращению прогнозируемого уровня

потребления на 0,63%, по сравнению с сокращением спроса на 0,2% в ответ на сокращение эластичности цен на каждый процентный пункт. Однако прогнозируемый спрос в отдельных странах ведет себя по-разному. В Казахстане прогнозируемый спрос более чувствителен к изменениям в эластичности дохода и наименее чувствителен к изменениям эластичности цен, что является подтверждением международного опыта, свидетельствующего о том, что по мере роста доходов, Потребление на электроэнергию становится все менее и менее эластичным к изменениям цен. Таджикистан – наименее чувствительная из стран ЦАР – является более чувствительным к изменениям цен. Изменения в сроках запланированных увеличений тарифов оказывают лишь незначительное воздействие на прогнозируемый уровень спроса. Результаты произведенного анализа также являются подтверждением того, что потребность в создании новых источников электроэнергии на ТЭС (особенно это касается Бишкекской ТЭС-II) сохранится даже в том случае, если уровень потребления окажется ниже запланированного. Единственное, что изменится в таком случае, это сроки, когда потребуются новые различные источники электроэнергии.

Прогноз Потребления: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Базовый вариант

Страна	Эластичность Цен	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.1	0.8	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.3	0.8	2.45	2010	1.030
Таджикистан	-0.3	0.8	2.10	2010	1.030
Узбекистан	-0.1	0.8	3.50	2006	1.025

Таблица А4.15: Прогноз общего потребления электроэнергии, Базовый Вариант

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2003-2010	2003-2015	2003-2020	2003-2025 гг.
Казахстан	58 944	62 475	72 056	84 034	98 367	115 146	2.91%	3.00%	3.06%	3.09%
Кыргызская Республика	12 145	11 069	9 222	10 033	11 296	12 719	-3.86%	-1.58%	-0.43%	0.21%
Таджикистан	16 348	14 216	11 267	12 410	13 972	15 731	-5.18%	-2.27%	-0.92%	-0.17%
Узбекистан	48 691	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479	-0.63%	0.43%	0.89%	1.14%
Все четыре страны	136 128	133 554	139 142	157 731	180 225	206 075	0.31%	1.24%	1.66%	1.90%

Таблица А4.16: Казахстан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	24786	28588	33340	39026	45683
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3198	3623	6876	3745	-234
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	37689	43468	50694	59341	69463
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2504	-2969	-130	-5563	-12318
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	62475	72056	84034	98367	115146
	Излишек (+) / Дефицит (-)	694	654	6746	-1818	-12552

Таблица А4.17: Кыргызская Республика.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3224	2686	2922	3290	3705
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4737	6283	6863	6406	5991
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	7 845	6 536	7 111	8 006	9 014
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2092	1584	1517	5761	4753
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	11 069	9 222	10 033	11 296	12 719
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2645	7866	8381	12167	10744

Таблица А4.18: Таджикистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	7648	6233	6814	7597	8479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1511	4587	6767	12579	11697
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	6 569	5 033	5 596	6 375	7 252
	Излишек (+) / Дефицит (-)	96	2841	4287	8308	7431
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	14 216	11 267	12 410	13 972	15 731
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1607	7429	11055	20887	19128

Таблица А4.19: Узбекистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	21862	22245	24469	27016	29827
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1620	3904	7635	5088	2091
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	23932	24352	26786	29574	32652
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2862	5485	9846	7058	3767
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4483	9389	17481	12147	5858

Таблица А4.20: Все четыре страны ЦА.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	57520	59753	67544	76929	87694
	Излишек (+) / Дефицит (-)	11066	18396	28142	27819	19545
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	76035	79390	90187	103296	118381
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1637	6942	15521	15564	3633
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	133554	139142	157731	180225	206075
	Излишек (+) / Дефицит (-)	9429	25338	43663	43383	23178

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Оптимистический Вариант 1

Страна	Эластичность Цена	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.1	0.8	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.3	0.8	2.45	2015	1.030
Таджикистан	-0.3	0.8	2.10	2015	1.030
Узбекистан	-0.1	0.8	3.50	2006	1.025

**Таблица А4.21: Прогноз общего потребления электроэнергии,
Оптимистический Вариант 1**

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2003- 2010	2003- 2015	2003- 2020	2003-2025 гг.
Казахстан	58 944	62 475	72 056	84 034	98 367	115146	2.91%	3.00%	3.06%	3.09%
Кыргызская Республика	12 145	11 409	10 067	10 305	11 528	12 980	-2.65%	-1.36%	-0.31%	0.30%
Таджикистан	16 348	17 532	15 238	13 771	15 199	17 113	-1.00%	-1.42%	-0.43%	0.21%
Узбекистан	48 691	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479	-0.63%	0.43%	0.89%	1.14%
Все четыре страны	136128	137209	143958	159364	181684	207718	0.80%	1.32%	1.71%	1.94%

**Таблица А4.22: Казахстан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	24786	28588	33340	39026	45683
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3198	3623	6876	3745	-234
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	37689	43468	50694	59341	69463
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2504	-2969	-130	-5563	-12318
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	62475	72056	84034	98367	115146
	Излишек (+) / Дефицит (-)	694	654	6746	-1818	-12552

**Таблица А4.23: Кыргызская Республика.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3323	2932	3001	3358	3781
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4638	6037	6784	6338	5915
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	8 086	7 135	7 303	8 171	9 199
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2332	985	1325	5596	4568
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	11 409	10 067	10 305	11 528	12 980
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2305	7022	8109	11935	10483

**Таблица А4.24: Таджикистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	9431	8431	7561	8264	9224
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-273	2390	6020	11912	10952
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	8 101	6 807	6 210	6 935	7 889
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1436	1067	3674	7748	6794
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	17 532	15 238	13 771	15 199	17 113
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1709	3457	9694	19660	17747

**Таблица А4.25: Узбекистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	21862	22245	24469	27016	29827
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1620	3904	7635	5088	2091
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	23932	24352	26786	29574	32652
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2862	5485	9846	7058	3767
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4483	9389	17481	12147	5858

**Таблица А4.26: Все четыре страны ЦА.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	59402	62196	68371	77664	88515
	Излишек (+) / Дефицит (-)	9183	15953	27315	27084	18725
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	77807	81762	90993	104020	119203
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-3409	4569	14715	14840	2811
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	137209	143958	159364	181684	207718
	Излишек (+) / Дефицит (-)	5774	20522	42030	41924	21536

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Оптимистический Вариант 2

Страна	Эластичность Цена	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.1	0.8	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.2	0.8	2.45	2010	1.030
Таджикистан	-0.2	0.8	2.10	2010	1.030
Узбекистан	-0.1	0.8	3.50	2006	1.025

Таблица А4.27: Прогноз общего потребления электроэнергии, Оптимистический Вариант 2

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
		2003	2005	2010	2015	2020	2025	2003- 2010	2003- 2015	2003- 2020
Казахстан	58 944	62 475	72 056	84 034	98 367	115 146	2.91%	3.00%	3.06%	3.09%
Кыргызская Республика	12 145	11 625	10 815	11 904	13 403	15 090	-1.64%	-0.17%	0.58%	0.99%
Таджикистан	16 348	15 699	14 254	15 818	17 809	20 051	-1.94%	-0.27%	0.50%	0.93%
Узбекистан	48 691	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479	-0.63%	0.43%	0.89%	1.14%
Все четыре страны	136 128	135 593	143 722	163 010	186 169	212 767	0.78%	1.51%	1.86%	2.05%

Таблица А4.28: Казахстан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	24786	28588	33340	39026	45683
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3198	3623	6876	3745	-234
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	37689	43468	50694	59341	69463
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2504	-2969	-130	-5563	-12318
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	62475	72056	84034	98367	115146
	Излишек (+) / Дефицит (-)	694	654	6746	-1818	-12552

Таблица А4.29: Кыргызская Республика.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3386	3150	3467	3904	4396
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4575	5819	6319	5792	5300
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	8 239	7 665	8 437	9 499	10 695
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2485	455	191	4268	3072
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	11 625	10 815	11 904	13 403	15 090
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2090	6273	6510	10060	8373

Таблица А4.30: Таджикистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	8446	7886	8685	9683	10808
	Излишек (+) / Дефицит (-)	713	2934	4896	10493	9368
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	7 254	6 368	7 133	8 126	9 244
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-589	1507	2751	6557	5439
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	15 699	14 254	15 818	17 809	20 051
	Излишек (+) / Дефицит (-)	124	4441	7647	17050	14808

Таблица А4.31: Узбекистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	21862	22245	24469	27016	29827
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1620	3904	7635	5088	2091
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	23932	24352	26786	29574	32652
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2862	5485	9846	7058	3767
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4483	9389	17481	12147	5858

Таблица А4.32: Все четыре страны ЦА.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	58479	61869	69960	79629	90714
	Излишек (+) / Дефицит (-)	10106	16279	25726	25119	16526
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	77113	81853	93050	106540	122053
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2716	4478	12658	12320	-40
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	135593	143722	163010	186169	212767
	Излишек (+) / Дефицит (-)	7390	20758	38384	37439	16486

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Оптимистический Вариант 3

Страна	Эластичность Цена	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.1	0.9	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.3	0.9	2.45	2010	1.030
Таджикистан	-0.3	0.9	2.10	2010	1.030
Узбекистан	-0.1	0.9	3.50	2006	1.025

Таблица А4.33: Прогноз общего потребления электроэнергии, Оптимистический Вариант 3

Страна	Факт. 2003	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
		2005	2010	2015	2020	2025	2003- 2010	2003- 2015	2003- 2020	2003- 2025 гг.
Казахстан	58 944	63 113	74 549	88 639	105 785	126 248	3.41%	3.46%	3.50%	3.52%
Кыргызская Республика	12 145	11 137	9 441	10 422	11 908	13 604	-3.53%	-1.27%	-0.12%	0.52%
Таджикистан	16 348	14 453	11 684	13 059	14 920	17 046	-4.69%	-1.85%	-0.54%	0.19%
Узбекистан	48 691	46 059	47 547	52 944	59 174	66 138	-0.34%	0.70%	1.15%	1.40%
Все четыре страны	136 128	134 762	143 220	165 064	191 787	223 035	0.73%	1.62%	2.04%	2.27%

Таблица А4.34: Казахстан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	25039	29577	35167	41969	50087
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2945	2634	5049	802	-4638
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	38074	44972	53472	63816	76160
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2888	-4472	-2908	-10038	-19015
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	63113	74549	88639	105785	126248
	Излишек (+) / Дефицит (-)	57	-1839	2140	-9235	-23653

Таблица А4.35: Кыргызская Республика.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3244	2750	3036	3468	3963
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4717	6219	6750	6228	5733
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	7 893	6 691	7 387	8 439	9 642
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2139	1429	1241	5327	4125
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	11 137	9 441	10 422	11 908	13 604
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2577	7648	7991	11555	9859

Таблица А4.36: Таджикистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	7775	6464	7170	8112	9188
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1383	4356	6411	12064	10989
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	6 678	5 219	5 889	6 807	7 858
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-13	2655	3995	7876	6825
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	14 453	11 684	13 059	14 920	17 046
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1370	7011	10405	19939	17814

Таблица А4.37: Узбекистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	21988	22699	25275	28250	31574
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1494	3450	6829	3854	344
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	24071	24848	27669	30925	34564
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2723	4989	8963	5707	1855
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	46 059	47 547	52 944	59 174	66 138
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4218	8439	15792	9562	2199

Таблица А4.38: Все четыре страны ЦА.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	58047	61490	70648	81799	94812
	Излишек (+) / Дефицит (-)	10539	16659	25038	22948	12428
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	76715	81731	94417	109987	128224
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2318	4600	11291	8873	-6210
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	134762	143220	165064	191787	223035
	Излишек (+) / Дефицит (-)	8221	21260	36329	31821	6218

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Пессимистический Вариант 1

Страна	Эластичность Цен	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.1	0.8	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.3	0.8	2.45	2006	1.030
Таджикистан	-0.3	0.8	2.10	2006	1.030
Узбекистан	-0.1	0.8	3.50	2006	1.025

Таблица А4.39: Прогноз общего потребления электроэнергии, Пессимистический Вариант 1

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2003- 2010	2003- 2015	2003- 2020	2003- 2025 гг.
Казахстан	58 944	62 475	72 056	84 034	98 367	115 146	2.91%	3.00%	3.06%	3.09%
Кыргызская Республика	12 145	11 069	8 813	9 695	10 915	12 290	-4.48%	-1.86%	-0.63%	0.05%
Таджикистан	16 348	14 216	9 809	10 896	12 268	13 812	-7.04%	-3.32%	-1.67%	-0.76%
Узбекистан	48 691	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479	-0.63%	0.43%	0.89%	1.14%
Все четыре страны	136 128	133 554	137 275	155 879	178 140	203 728	0.12%	1.14%	1.59%	1.85%

**Таблица А4.40: Казахстан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	24786	28588	33340	39026	45683
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3198	3623	6876	3745	-234
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	37689	43468	50694	59341	69463
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2504	-2969	-130	-5563	-12318
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	62475	72056	84034	98367	115146
	Излишек (+) / Дефицит (-)	694	654	6746	-1818	-12552

**Таблица А4.42: Таджикистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	7648	5427	5983	6670	7445
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1511	5394	7598	13506	12731
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	6 569	4 382	4 913	5 597	6 368
	Излишек (+) / Дефицит (-)	96	3493	4970	9086	8315
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	14 216	9 809	10 896	12 268	13 812
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1607	8886	12568	22591	21047

**Таблица А4.44: Все четыре страны ЦА.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	57520	58827	66615	75892	86535
	Излишек (+) / Дефицит (-)	11066	19322	29071	28856	20704
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	76035	78448	89265	102249	117193
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1637	7883	16443	16611	4821
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	133554	137275	155879	178140	203728
	Излишек (+) / Дефицит (-)	9429	27205	45515	45468	25526

**Таблица А4.41: Кыргызская Республика.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3224	2567	2824	3179	3580
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4737	6402	6962	6517	6116
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	7 845	6 246	6 871	7 736	8 710
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2092	1874	1757	6031	5057
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	11 069	8 813	9 695	10 915	12 290
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2645	8276	8719	12547	11173

**Таблица А4.43: Узбекистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	21862	22245	24469	27016	29827
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1620	3904	7635	5088	2091
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	23932	24352	26786	29574	32652
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2862	5485	9846	7058	3767
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4483	9389	17481	12147	5858

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Пессимистический Вариант 2

Страна	Эластичность Цена	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.1	0.7	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.3	0.7	2.45	2010	1.030
Таджикистан	-0.3	0.7	2.10	2010	1.030
Узбекистан	-0.1	0.7	3.50	2006	1.025

Таблица А4.45: Прогноз общего потребления электроэнергии, Пессимистический Вариант 2

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2003- 2010	2003- 2015	2003- 2020	2003- 2025 гг.
Казахстан	58 944	61 840	69 634	79 646	91 439	104 978	2.41%	2.54%	2.62%	2.66%
Кыргызская Республика	12 145	11 002	9 008	9 657	10 715	11 888	-4.18%	-1.89%	-0.73%	-0.10%
Таджикистан	16 348	13 981	10 861	11 788	13 079	14 512	-5.67%	-2.69%	-1.30%	-0.54%
Узбекистан	48 691	45 529	45 663	49 615	54 111	59 014	-0.91%	0.16%	0.62%	0.88%
Все четыре страны	136 128	132 352	135 167	150 706	169 343	190 391	-0.10%	0.85%	1.29%	1.54%

**Таблица А4.46: Казахстан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	24534	27627	31599	36278	41649
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3450	4584	8616	6494	3800
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	37306	42007	48047	55161	63329
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2120	-1507	2517	-1383	-6184
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	61840	69634	79646	91439	104978
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1329	3076	11133	5111	-2384

**Таблица А4.48: Таджикистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	7521	6009	6473	7112	7822
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1637	4811	7108	13065	12354
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	6 460	4 852	5 316	5 968	6 690
	Излишек (+) / Дефицит (-)	205	3023	4568	8715	7993
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	13 981	10 861	11 788	13 079	14 512
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1843	7834	11676	21780	20348

**Таблица А4.50: Все четыре страны ЦА.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	56995	58059	64570	72342	81106
	Излишек (+) / Дефицит (-)	11590	20090	31116	32406	26133
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	75357	77107	86136	97001	109285
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-959	9224	19571	21859	12729
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	132352	135167	150706	169343	190391
	Излишек (+) / Дефицит (-)	10631	29314	50687	54264	38862

**Таблица А4.47: Кыргызская Республика.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3205	2624	2813	3121	3463
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4756	6345	6973	6575	6233
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	7 798	6 385	6 844	7 594	8 425
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-2044	1736	1784	6173	5342
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	11 002	9 008	9 657	10 715	11 888
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2712	8080	8757	12748	11575

**Таблица А4.49: Узбекистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	21735	21799	23686	25832	28173
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1747	4350	8418	6272	3745
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	23793	23864	25929	28278	30841
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3001	5973	10703	8354	5578
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	45 529	45 663	49 615	54 111	59 014
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4748	10323	19121	14625	9323

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Пессимистический Вариант 3

Страна	Эластичность Цен	Эластичность Дохода	Тариф для Возмещения Издержек Производства		Рост ВВП в 2007-2025 гг. (ежегодно)
			уровень [цент/кВтч]	год достижения тарифами уровня возмещения издержек производства	
Казахстан	-0.2	0.8	2.90	2006	1.040
Кыргызская Республика	-0.4	0.8	2.45	2010	1.030
Таджикистан	-0.4	0.8	2.10	2010	1.030
Узбекистан	-0.2	0.8	3.50	2006	1.025

Таблица А4.51: Прогноз общего потребления электроэнергии, Пессимистический Вариант 3

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)					Темпы ежегодного роста			
	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2003- 2010	2003- 2015	2003- 2020	2003- 2025 гг.
Казахстан	58 944	60 883	66 563	77 335	90 526	105 968	1.75%	2.29%	2.56%	2.70%
Кыргызская Республика	12 145	10 526	7 830	8 418	9 478	10 671	-6.08%	-3.01%	-1.45%	-0.59%
Таджикистан	16 348	12 789	8 799	9 618	10 829	12 192	-8.47%	-4.32%	-2.39%	-1.32%
Узбекистан	48 691	40 750	37 388	40 969	45 233	49 941	-3.70%	-1.43%	-0.43%	0.12%
Все четыре страны	136 128	124 948	120 580	136 340	156 066	178 772	-1.72%	0.01%	0.81%	1.25%

**Таблица А4.52: Казахстан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	24155	26408	30682	35916	42041
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3830	5802	9533	6856	3408
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	36729	40154	46653	54611	63926
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1543	345	3911	-833	-6781
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	60883	66563	77335	90526	105968
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2286	6148	13445	6023	-3374

**Таблица А4.54: Таджикистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	6880	4868	5281	5888	6572
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2279	5952	8300	14288	13605
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	5 909	3 931	4 337	4 941	5 620
	Излишек (+) / Дефицит (-)	756	3944	5546	9742	9063
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	12 789	8 799	9 618	10 829	12 192
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3034	9896	13847	24031	22667

**Таблица А4.56: Все четыре страны ЦА.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	53554	51406	57973	66158	75563
	Излишек (+) / Дефицит (-)	15031	26743	37713	38590	31676
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	71394	69174	78367	89908	103209
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3004	17158	27341	28952	18805
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	124948	120580	136340	156066	178772
	Излишек (+) / Дефицит (-)	18036	43901	65054	67542	50481

**Таблица А4.53: Кыргызская Республика.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3066	2281	2452	2760	3108
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4895	6688	7334	6936	6588
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	7 460	5 550	5 966	6 717	7 563
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1706	2570	2662	7049	6204
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	10 526	7 830	8 418	9 478	10 671
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3189	9258	9996	13985	12792

**Таблица А4.55: Узбекистан.
Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.**

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	19454	17849	19558	21594	23842
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4028	8300	12546	10510	8076
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	21296	19539	21411	23639	26099
	Излишек (+) / Дефицит (-)	5498	10298	15221	12993	10320
За год	Выработка	50277	55986	68736	68736	68337
	Потребление	40 750	37 388	40 969	45 233	49 941
	Излишек (+) / Дефицит (-)	9527	18598	27767	23503	18396

Прогноз Спроса: Анализ Чувствительности

Ключевые Параметры: Альтернативный Вариант Потребления

Страна	Изменения интенсивности потребления электроэнергии (ежегодно) в %		
	2005-2009	2010-2014	2015-2025
Казахстан	-2.0	-1.5	-1.0
Кыргызская Республика	-2.0	-1.5	-1.0
Таджикистан	-2.0	-1.5	-1.0
Узбекистан	-2.0	-1.5	-1.0

Таблица А4.57: Прогноз общего потребления электроэнергии, Альтернативный Сценарий

Страна	Факт.	Прогноз потребления (ГВтч)				Темпы ежегодного роста			
	2003	2010	2015	2020	2025	2003-2010	2003-2015	2003-2020	2003-2025 гг.
Казахстан	58 994	75 706	85 837	99 316	114 911	3.63%	3.17%	3.11%	3.08%
Кыргызская Республика	12 145	13 915	15 033	16 573	18 271	1.96%	1.79%	1.85%	1.87%
Таджикистан	16 348	21 485	23 211	25 589	28 211	3.98%	2.96%	2.67%	2.51%
Узбекистан	48 691	53 828	56 756	61 067	65 705	1.44%	1.29%	1.34%	1.37%
Все четыре страны	136 178	164 934	180 837	202 545	227 099	2.77%	2.39%	2.36%	2.35%

Таблица А4.58: Казахстан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	23405	30036	34055	39403	45589
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4579	2532	9195	6047	-140
Зима	Выработка	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	42 854	45 670	51 782	59 913	69 321
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-7669	-4721	2598	-2768	-12176
За год	Выработка	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	66 259	75 706	85 837	99 316	114 911
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-3090	-2995	4943	-2766	-12317

Таблица А4.59: Кыргызская Республика.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3538	4053	4378	4827	5322
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4423	4916	5407	4869	4374
Зима	Выработка	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	9410	9862	10655	11746	12949
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-3657	-1742	-2026	2021	818
За год	Выработка	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	12948	13915	15033	16573	18271
	Излишек (+) / Дефицит (-)	766	3174	3381	6890	5191

Таблица А4.60: Таджикистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	8794	11887	12744	13914	15206
	Излишек (+) / Дефицит (-)	364	-1066	837	6263	4970
Зима	Выработка	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	10 897	9 598	10 467	11 676	13 005
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-4232	-1723	-583	3007	1678
За год	Выработка	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	19 691	21 485	23 211	25 589	28 211
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-3868	-2790	253	9270	6648

Таблица А4.61: Узбекистан.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	23245	25697	27095	29153	31368
	Излишек (+) / Дефицит (-)	237	452	5009	2951	550
Зима	Выработка	26794	29837	36632	36632	36419
	Потребление	28366	28131	29661	31914	34338
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1572	1706	6971	4718	2081
За год	Выработка	50276	55986	68736	68736	68337
	Потребление	51 611	53 828	56 756	61 067	65 705
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1335	2158	11980	7669	2632

Таблица А4.62: Все четыре страны.

Соотношение между спросом и предложением эл-ва в 2005-2025 гг.

год		2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	58982	71673	78273	87296	97485
	Излишек (+) / Дефицит (-)	9603	6476	17413	17451	9754
Зима	Выработка	74398	86331	105708	118860	122014
	Потребление	91527	93261	102564	115249	129614
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-17129	-6930	3144	3611	-7600
За год	Выработка	142983	164480	201394	223608	229253
	Потребление	150509	164934	180837	202545	227099
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-7526	-454	20557	21063	2155

Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Добавочное и Общее Производство электроэнергии:
Варианты Производства Электроэнергии

В данном Приложении представлены данные по дополнительному и общему производству электроэнергии, для из всех вариантов производства электроэнергии по каждой из стран. Варианты производства электроэнергии, необходимой для удовлетворения намеченного уровня потребления, включают: (а) проекты реабилитации передающей и распределительной системы в целях сокращения высокого уровня потерь при передаче и распределении электроэнергии; (б) проекты реабилитации существующих генерирующих агрегатов; и (в) строительство новых электростанций.

Таблица А4.63: Казахстан.					
Дополнительное и Общее Производство Электроэнергии (ГВтч)					
	Добавочная Выработка в Результате Реализации Инвестиционных Проектов:				Всего:
год	Передача и Распределение	Реабилитация Экибастузской ГРЭС-1	Реабилитация других агрегатов ТЭЦ	Новые генерирующие агрегаты	Производство электроэнергии по Казахстану
Фактическая выработка э/энергии					61 500
2004	835	-	-	-	62 335
2005	1 669	-	-	-	63 169
2006	2 504	-	-	-	64 004
2007	3 339	-	856	-	65 695
2008	4 174	-	2 225	-	67 899
2009	5 008	-	3 595	-	70 103
2010	5 843	403	4 964	-	72 710
2011	5 843	3 224	6 334	-	76 901
2012	5 843	6 447	7 703	-	81 493
2013	5 843	11 283	9 072	-	87 698
2014	5 843	11 283	10 613	-	89 239
2015	5 843	11 283	12 154	-	90 780
2016	5 843	11 283	13 694	-	92 320
2017	5 843	11 283	15 406	-	94 032
2018	5 843	11 283	17 118	-	95 744
2019	5 843	11 283	17 118	-	95 744
2020	5 843	11 283	17 118	806	96 550
2021	5 843	11 283	17 118	4 231	99 975
2022	5 843	11 283	17 118	6 850	102 594
2023	5 843	11 283	17 118	6 850	102 594
2024	5 843	11 283	17 118	6 850	102 594
2025	5 843	11 283	17 118	6 850	102 594

**Таблица А4.64: Кыргызская Республика.
Дополнительное и Общее Производство Электроэнергии (ГВтч)**

Год	Добавочная Выработка в Результате Реализации Инвестиционных Проектов:				Всего: Производство электроэнергии по Кыргызстану
	Передача и Распределение	Бишкекская ТЭЦ-2	Камбаратинская ГЭС 2	Камбаратинская ГЭС 1	
Фактическая выработка энергии					13 342
2004	184	-	-	-	13 526
2005	372	-	-	-	13 714
2006	566	-	-	-	13 908
2007	764	353	-	-	14 459
2008	968	1 531	-	-	15 841
2009	1 177	2 355	-	-	16 874
2010	1 392	2 355	-	-	17 089
2011	1 612	2 355	-	-	17 309
2012	1 612	2 355	221	-	17 530
2013	1 612	2 355	1 105	-	18 414
2014	1 612	2 355	1 105	-	18 414
2015	1 612	2 355	1 105	-	18 414
2016	1 612	2 355	1 105	-	18 414
2017	1 612	2 355	1 105	252	18 666
2018	1 612	2 355	1 105	1 515	19 929
2019	1 612	2 355	1 105	3 029	21 443
2020	1 612	2 355	1 105	5 049	23 463
2021	1 612	2 355	1 105	5 049	23 463
2022	1 612	2 355	1 105	5 049	23 463
2023	1 612	1 183	1 105	5 049	22 291
2024	1 612	1 183	1 105	5 049	22 291
2025	1 612	2 355	1 105	5 049	23 463

Примечания:

Представленный в таблице текущий объем выработки энергии (13 342 ГВтч) представляет собой средний уровень за период с 1999 по 2003 гг. и включает удачное сочетание нормальных, влажных и маловодных гидрологических лет. Этот показатель также включает модифицированный ирригационный режим (рекомендованный для целей эксплуатации Токтогульского водохранилища), поскольку такой модифицированный режим влияет на показатели сезонной выработки электроэнергии и не приводит к изменениям в годовом объеме производимой электроэнергии.

**Таблица А4.65: Таджикистан.
Дополнительное и Общее Производство Электроэнергии (ГВтч)**

год	Добавочная Выработка в Результате Реализации Инвестиционных Проектов:				Всего: Производство электроэнергии по Таджикистану
	Передача и распределение	Управление потреблением	Сангтудинская ГЭС I	Рогунская ГЭС, Фаза I и II	
Фактическая выработка э/энергии					15 181
2004	266	-	-	-	15 447
2005	537	105	-	-	15 823
2006	815	225	-	-	16 221
2007	1 099	523	-	-	16 803
2008	1 389	572	-	-	17 142
2009	1 685	631	134	-	17 631
2010	1 988	724	802	-	18 695
2011	1 988	751	1 470	-	19 390
2012	1 988	778	2 138	-	20 085
2013	1 988	806	2 673	-	20 648
2014	1 988	833	2 673	515	21 190
2015	1 988	860	2 673	2 762	23 464
2016	1 988	860	2 673	4 643	25 345
2017	1 988	860	2 673	5 282	25 984
2018	1 988	860	2 673	7 712	28 414
2019	1 988	860	2 673	10 712	31 414
2020	1 988	860	2 673	14 157	34 859
2021	1 988	860	2 673	14 157	34 859
2022	1 988	860	2 673	14 157	34 859
2023	1 988	860	2 673	14 157	34 859
2024	1 988	860	2 673	14 157	34 859
2025	1 988	860	2 673	14 157	34 859

Примечания:

- Представленный в таблице текущий объем выработки энергии (15 181 ГВтч) представляет собой средний уровень за период с 1999 по 2003 гг. и включает удачное сочетание различных гидрологических лет.
- Управление потреблением включает переключение нагрузки отопления помещений с э/энергии на другие виды энергии.

**Таблица А4.66: Узбекистан.
Дополнительное и Общее Производство Электроэнергии (ГВтч)**

год	Добавочная Выработка в Результате Реализации Инвестиционных Проектов:			Вывод из эксплуатации		Всего: Производство электроэнергии по Узбекистан у
	Передача и Распределение	Талимаржанская ТЭС - Блок #1	Талимаржанская ТЭС Блоки #2-4	Потеря мощности МВт	Потеря выработки ГВтч	
2003						48 700
2004	555	-				49 255
2005	1 118	609		250	(151)	50 277
2006	1 690	1 828		110	(435)	51 783
2007	2 270	4 265		100	(849)	54 387
2008	2 860	4 265		160	(1 044)	54 781
2009	3 457	4 265		-	(1 044)	55 379
2010	4 064	4 265		-	(1 044)	55 986
2011	4 064	4 265	609	-	(1 044)	56 595
2012	4 064	4 265	2 437	-	(1 044)	58 423
2013	4 064	4 265	6 703	55	(1 067)	62 665
2014	4 064	4 265	10 359	-	(1 067)	66 322
2015	4 064	4 265	12 796	55	(1 090)	68 736
2016	4 064	4 265	12 796	-	(1 090)	68 736
2017	4 064	4 265	12 796	-	(1 090)	68 736
2018	4 064	4 265	12 796	-	(1 090)	68 736
2019	4 064	4 265	12 796	-	(1 090)	68 736
2020	4 064	4 265	12 796	-	(1 090)	68 736
2021	4 064	4 265	12 796	110	(1 489)	68 337
2022	4 064	4 265	12 796	-	(1 489)	68 337
2023	4 064	4 265	12 796	-	(1 489)	68 337
2024	4 064	4 265	12 796	-	(1 489)	68 337
2025	4 064	4 265	12 796	-	(1 489)	68 337

**Таблица А4.67: Все 4 страны ЦА.
Дополнительное и Общее Производство Электроэнергии (ГВтч) из Программы
Инвестиций в Энергетику**

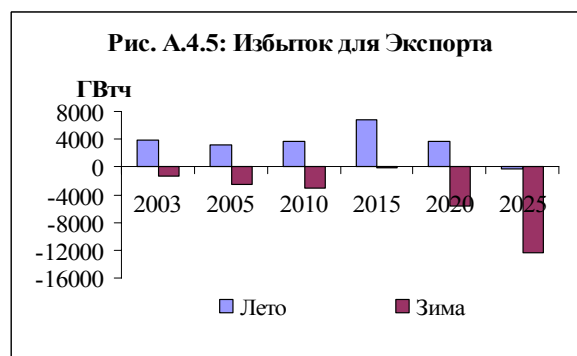
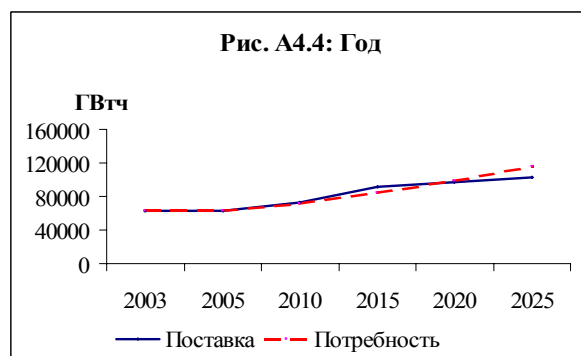
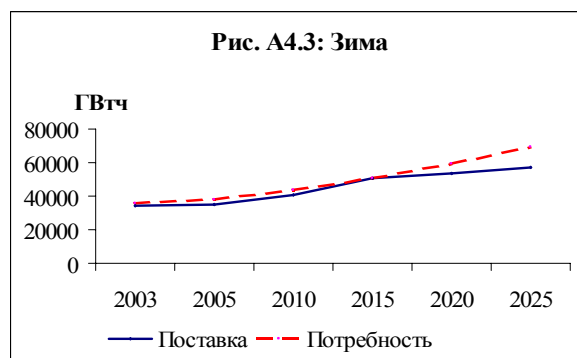
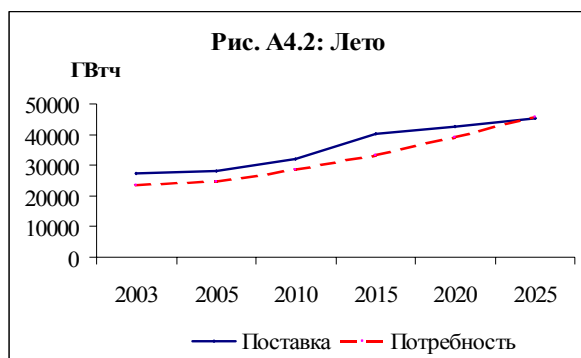
Год	Казахстан	Кыргызская Республика	Таджикистан	Узбекистан	Всего Выработка в ЦА
Фактическая выработка энергии	61 500	13 342	15 181	48 700	138 723
2004	62 335	13 526	15 447	49 255	140 563
2005	63 169	13 714	15 823	50 277	142 983
2006	64 004	13 908	16 221	51 783	145 916
2007	65 695	14 459	16 803	54 386	151 343
2008	67 899	15 841	17 142	54 781	155 663
2009	70 103	16 874	17 631	55 378	159 986
2010	72 710	17 089	18 695	55 986	164 480
2011	76 901	17 309	19 390	56 595	170 195
2012	81 493	17 530	20 085	58 423	177 531
2013	87 698	18 414	20 648	62 666	189 426
2014	89 239	18 414	21 190	66 322	195 165
2015	90 780	18 414	23 464	68 736	201 394
2016	92 320	18 414	25 345	68 736	204 815
2017	94 032	18 666	25 984	68 736	207 418
2018	95 744	19 929	28 414	68 736	212 823
2019	95 744	21 443	31 414	68 736	217 337
2020	96 550	23 463	34 859	68 736	223 608
2021	99 975	23 463	34 859	68 337	226 634
2022	102 594	23 463	34 859	68 337	229 253
2023	102 594	22 291	34 859	68 337	228 081
2024	102 594	22 291	34 859	68 337	228 081
2025	102 594	23 463	34 859	68 337	229 253

**Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Балансы Выработки и Потребления Электроэнергии**

В данном Приложении предлагаемые варианты выработки электроэнергии сопоставлены с прогнозируемой потребностью (базовый вариант) по каждой из стран ЦА с тем, чтобы прийти к сбалансированному соотношению между потребностью и производством – как на сезонной (лето-зима), так и на ежегодной основе.

Казахстан. Баланс производства и потребления электроэнергии

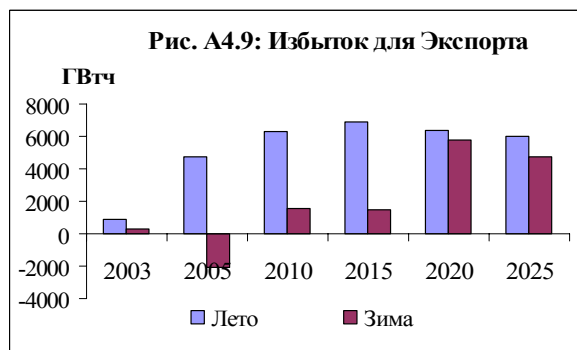
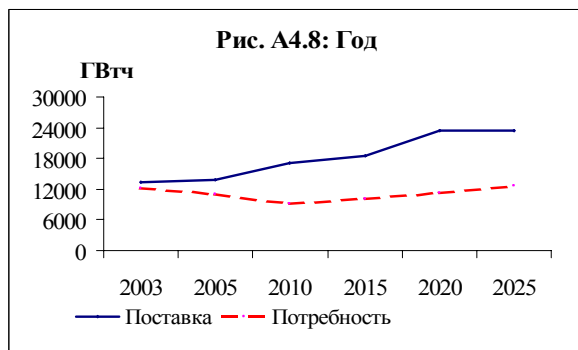
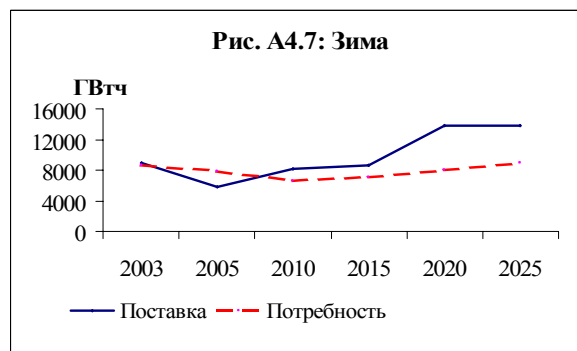
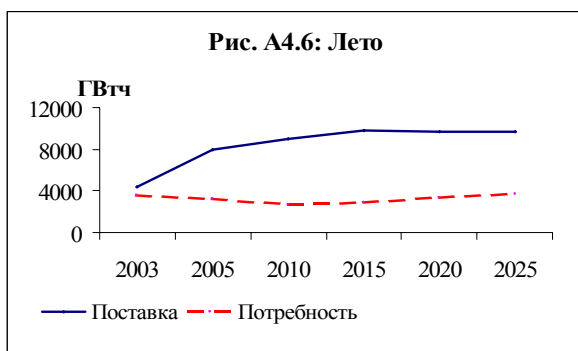
Таблица А4.68: Казахстан. Баланс производства и потребления электроэнергии в 2003-2025 гг.							
год		2003	2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	27245	27984	32211	40215	42771	45449
	Потребление	23385	24786	28588	33340	39026	45683
	Излишек (+) / Дефицит (-)	3859	3198	3623	6876	3745	-234
Зима	Выработка	34256	35185	40500	50564	53778	57145
	Потребление	35559	37689	43468	50694	59341	69463
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1303	-2504	-2969	-130	-5563	-12318
За год	Выработка	61500	63169	72710	90780	96550	102594
	Потребление	58944	62475	72056	84034	98367	115146
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2556	694	654	6746	-1818	-12552



Кыргызская Республика. Баланс производства и потребления электроэнергии

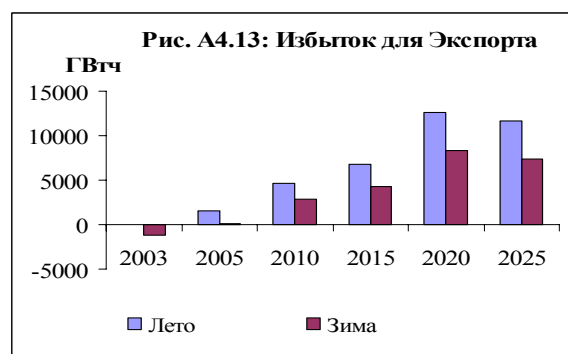
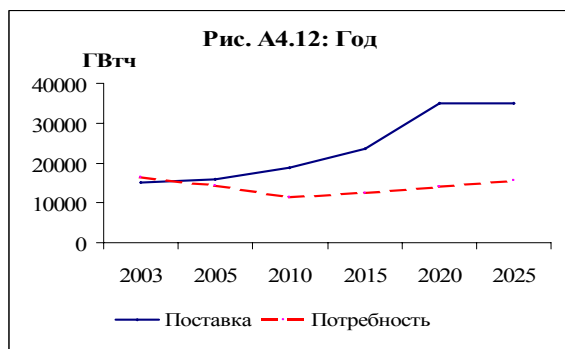
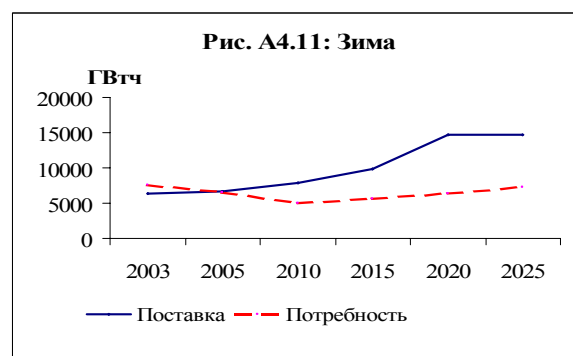
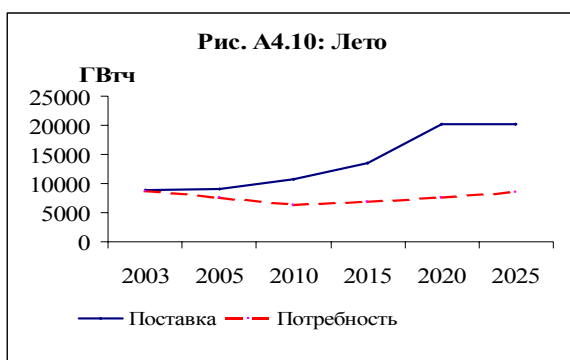
**Таблица А4.69: Кыргызская Республика.
Баланс производства и потребления электроэнергии в 2003-2025 гг.**

год		2003	2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	4430	7961	8969	9786	9696	9696
	Потребление	3538	3224	2686	2922	3290	3705
	Излишек (+) / Дефицит (-)	892	4737	6282	6863	6406	5991
Зима	Выработка	8912	5754	8120	8628	13767	13767
	Потребление	8607	7845	6536	7111	8006	9014
	Излишек (+) / Дефицит (-)	305	-2092	1584	1517	5761	4753
За год	Выработка	13342	13714	17089	18414	23463	23463
	Потребление	12145	11069	9222	10033	11296	12719
	Излишек (+) / Дефицит (-)	1197	2645	7866	8381	12167	10744



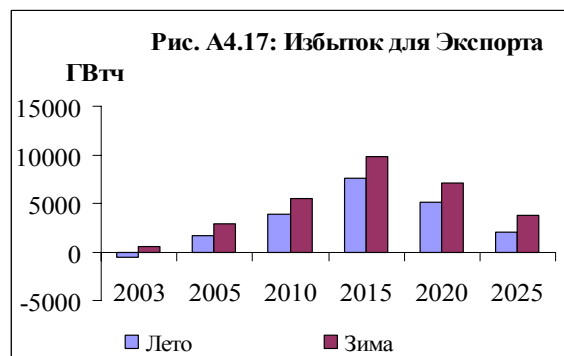
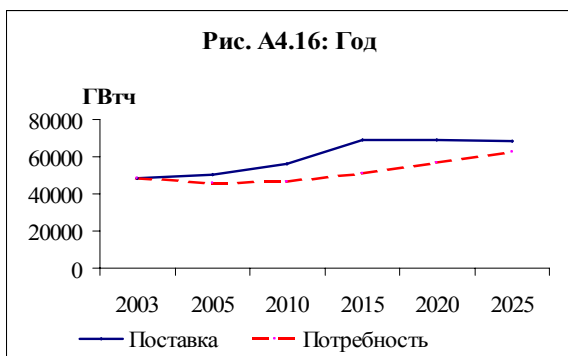
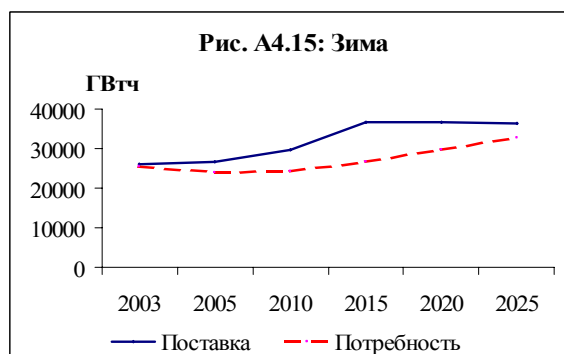
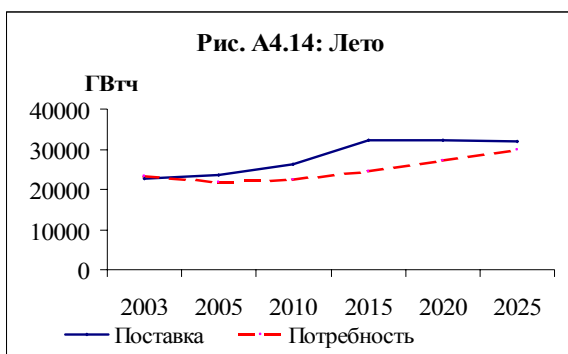
Таджикистан. Баланс производства и потребления электроэнергии

Таблица А4.70: Таджикистан. Баланс производства и потребления электроэнергии в 2003-2025 гг.							
год		2003	2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	8835	9158	10821	13581	20176	20176
	Потребление	8794	7648	6233	6814	7597	8479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	41	1511	4587	6767	12579	11697
Зима	Выработка	6346	6665	7875	9883	14683	14683
	Потребление	7554	6569	5033	5596	6375	7252
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1208	96	2841	4287	8308	7431
За год	Выработка	15181	15823	18695	23464	34859	34859
	Потребление	16348	14216	11267	12410	13972	15731
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1167	1607	7429	11055	20887	19128



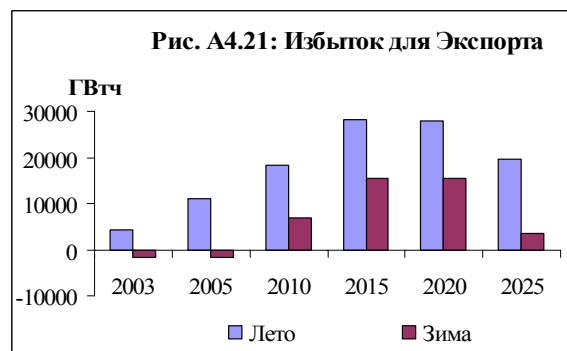
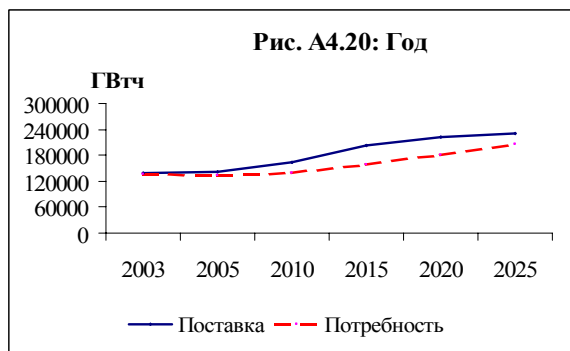
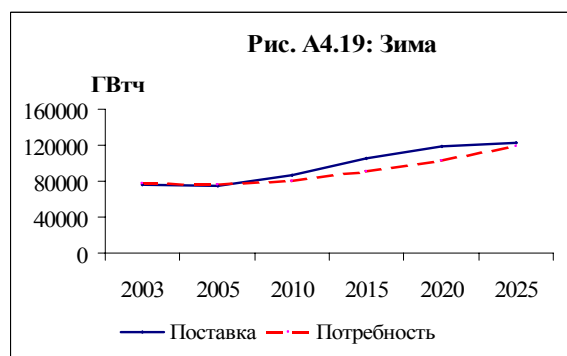
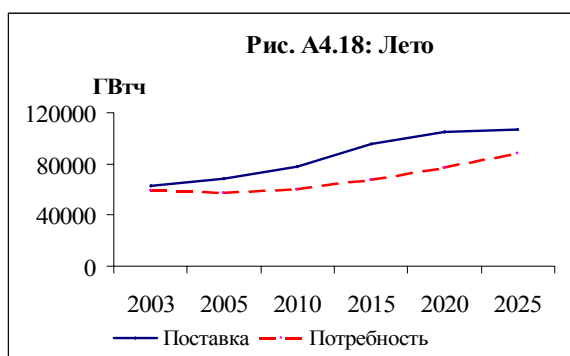
Узбекистан. Баланс производства и потребления электроэнергии

Таблица А4.71: Узбекистан. Баланс производства и потребления электроэнергии в 2003-2025 гг.							
год		2003	2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	22746	23482	26149	32104	32104	31918
	Потребление	23245	21862	22245	24468	27015	29827
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-499	1620	3904	7636	5089	2091
Зима	Выработка	25 954	26 795	29 837	36 632	36 632	36 419
	Потребление	25 446	23 932	24 352	26 786	29 574	32 652
	Излишек (+) / Дефицит (-)	508	2863	5484	9846	7058	3767
За год	Выработка	48 700	50 277	55 986	68 736	68 736	68 337
	Потребление	48 691	45 794	46 597	51 255	56 589	62 479
	Излишек (+) / Дефицит (-)	9	4483	9388	17481	12147	5858



Все 4 страны ЦА. Баланс производства и потребления электроэнергии

Таблица А4.72: Все 4 страны ЦА. Баланс производства и потребления электроэнергии в 2003-2025 гг.							
год		2003	2005	2010	2015	2020	2025
Лето	Выработка	63255	68585	78149	95686	104748	107239
	Потребление	58962	57519	59752	67544	76929	87694
	Излишек (+) / Дефицит (-)	4293	11066	18396	28142	27819	19546
Зима	Выработка	75468	74399	86331	105708	118860	122014
	Потребление	77166	76035	79390	90187	103296	118381
	Излишек (+) / Дефицит (-)	-1698	-1636	6941	15521	15564	3633
За год	Выработка	138723	142984	164480	201394	223608	229253
	Потребление	136128	133554	139142	157731	180225	206075
	Излишек (+) / Дефицит (-)	2595	9429	25338	43663	43383	23178



Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Экономический Анализ Вариантов Производства Электроэнергии

В данном Приложении представлены данные по экономическим затратам на производство электроэнергии по каждому из вариантов производства электроэнергии. В случае инвестирования в передачу и распределение электроэнергии, ключевыми определяющими факторами являются: распределение капиталовложений по годам, затраты на топливо (где требуется), затрата на содержание и эксплуатацию, а также приращение объемов продаж (по мере сокращения потерь); в случае инвестирования в производство электроэнергии, ключевым определяющим фактором будет отпускаемая с электростанции энергия (т.е. общий объем производимой энергии за вычетом потребления энергии электростанцией или на собственные нужды).¹² Затраты на топливо рассчитываются на основании цен на газ в размере 35 долл. США за 1000 кубометров (текущая отпускная цена газа, поставляемого в Казахстан из Узбекистана)¹³ и цен на уголь в размере 20 долл. США за тонну (текущие цены на казахстанский уголь на границе с Кыргызстаном). Для определения экономических издержек производства электроэнергии на кВтч, капитальные затраты, затраты на топливо и расходы на эксплуатацию и обслуживание, а также стоимость ежегодно отпускаемой электростанцией энергии (в ГВтч), дисконтируются на двадцатилетний период до настоящего времени с использованием 10%-ной ставки (вмененная стоимость капитала в странах ЦАР), а затем дисконтированные таким образом затраты делятся на дисконтированную стоимость отпускаемой электростанциями энергии.

¹² Необходимо отметить, что по всем частично завершенным проектам все понесенные к настоящему времени затраты рассматриваются, как невозвратимые издержки, в силу чего они не учитываются для целей данного анализа, цель которого заключается в сопоставлении ожидаемых дополнительных затрат с предполагаемыми выгодами.

¹³ Такие цены, действительно, являются низкими по сравнению с международными ценами, составляющими от 80 до 120 долл. США за 1000 кубометров газа (например, по сравнению с ценами по долгосрочным контрактам ГазПром со странами Западной Европы), а разница представляет собой ту цену, которую Узбекистан «платит» за отсутствие выхода к морю и удаленность от платежеспособных рынков.

А. Сокращение Потерь в Передающих и Распределительных Системах

1. Казахстан

За период с 2004 по 2010 гг. Казахстан планирует инвестировать 258 млн. долл. США в реабилитацию передающей системы в целях сокращения потерь и повышения надежности электроснабжения.¹⁴ Ориентировочные потребности Казахстана в инвестициях в реабилитацию распределительной системы составляют 1 038 млн. долл. США, исходя из инвестиций в размере 250 долл. США на каждого подключенного потребителя низкого напряжения (4 152 470 домохозяйств).¹⁵ С первого по четвертый годы реализации проекта дополнительные издержки на содержание и эксплуатацию составят 2% от общего объема капиталовложений, однако с пятого по седьмой они должны будут сократиться до 1%.¹⁶ Предполагается, что к 2010 г. потери энергосистемы должны будут сократиться с нынешних

Таблица А5.1: Казахстан.				
Средние дополнительные издержки при реабилитации передачи и распределения				
календарный год	Капиталовложения (млн. долл. США)	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. (млн. долл. США)	Общие дополнительные затраты (млн. долл. США)	Дополнительный объем продаж ГВтч
2003				
2004	129.6	2.6	132.2	835
2005	194.4	6.5	200.9	1669
2006	194.4	10.4	204.8	2504
2007	194.4	14.3	208.7	3339
2008	194.4	16.2	210.6	4174
2009	194.4	18.1	212.6	5008
2010	194.4	20.1	214.5	5843
2011		20.1	20.1	5843
2012		20.1	20.1	5843
2013		20.1	20.1	5843
2014		20.1	20.1	5843
2015		20.1	20.1	5843
2016		20.1	20.1	5843
2017		20.1	20.1	5843
2018		20.1	20.1	5843
2019		20.1	20.1	5843
2020		20.1	20.1	5843
2021		20.1	20.1	5843
2022		20.1	20.1	5843
2023		20.1	20.1	5843
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США), дисконтированные по 10%-ной ставке				1016.7
Дополнительный объем продаж (млн кВтч), дисконтированный по 10%-ной ставке				36016
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				2.8

¹⁴ Текущий проект, финансируемый Всемирным Банком и ЕБРР.

¹⁵ DfID, «IPA Energy Consulting», Кыргызская Республика, Азербайджан, Грузия, «Исследования потребностей в капиталовложениях в сферу распределения электроэнергии». Также см. Приложение 5 к «Региональному обзор подходов к реализации системы социального обеспечения» USAID – «Энергетическая реформа и социальная защита в Казахстане».

¹⁶ По оценкам Всемирного Банка.

24% до 15%. Как показано в Таблице А5.1, вмененные издержки дополнительного производства электроэнергии, обусловленного реализацией проекта сокращения потерь, составят, ориентировочно, 2,8 цента/кВтч, в результате дисконтирования вмененных издержек и дополнительного производства электроэнергии по 10%-ной ставке.

2. Кыргызская Республика

За период с 2004 по 2010 гг. Кыргызская Республика должна будет затратить 250 млн. долл. США на реабилитацию систем передачи и распределения электроэнергии в целях сокращения технических потерь с нынешнего уровня 34% до 13% к 2010 году. Почти все капиталовложения будут произведены в распределительную систему. Предполагается, что в первый год дополнительные издержки на содержание и эксплуатацию составят 4% от общего объема капиталовложений; во второй год они должны будут сократиться до 3%; начиная с третьего года, такие дополнительные издержки должны будут стабилизироваться на уровне 2%. Как показано в Таблице А5.2, вмененные издержки дополнительного производства электроэнергии, обусловленного реализацией данного проекта, составят, ориентировочно, 2,3 цента/кВтч.

Таблица А5.2: Кыргызская Республика.				
Средние дополнительные издержки при реабилитации передачи и распределения				
календарный год	Капиталовложения (млн. долл. США)	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. (млн. долл. США)	Общие дополнительные затраты (млн. долл. США)	Дополнительный объем продаж ГВтч
2003				
2004	20.0	0.8	20.8	184
2005	30.0	1.7	31.7	372
2006	50.0	2.7	52.7	566
2007	60.0	3.9	63.9	764
2008	50.0	4.9	54.9	968
2009	30.0	5.5	35.5	1177
2010	10.0	5.7	15.7	1392
2011		5.7	5.7	1612
2012		5.7	5.7	1612
2013		5.7	5.7	1612
2014		5.7	5.7	1612
2015		5.7	5.7	1612
2016		5.7	5.7	1612
2017		5.7	5.7	1612
2018		5.7	5.7	1612
2019		5.7	5.7	1612
2020		5.7	5.7	1612
2021		5.7	5.7	1612
2022		5.7	5.7	1612
2023		5.7	5.7	1612
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				211.3
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				9280
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				2.3

3. Таджикистан

За период с 2004 по 2010 гг. общий объем инвестиций в реабилитацию систем передачи и распределения электроэнергии в Таджикистане в целях сокращения технических потерь с нынешнего уровня 28% до 13% к 2010 году составит, ориентировочно, 310 млн. долл. США. С первого по пятый годы реализации проекта дополнительные издержки на содержание и эксплуатацию будут составлять, ориентировочно, 4% от общего объема капиталовложений; в шестой год они должны будут сократиться до 3%; в седьмой год такие издержки должны будут сократиться до 2%. Как показано в Таблице А5.3, вмененные издержки дополнительного производства электроэнергии, обусловленного реализацией данного проекта, составят, ориентировочно, 2,1 цента/кВтч.

Таблица А5.3: Таджикистан.				
Средние дополнительные издержки при реабилитации передачи и распределения				
календарный год	Капиталовложения (млн. долл. США)	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. (млн. долл. США)	Общие дополнительные затраты (млн. долл. США)	Дополнительный объем продаж ГВтч
2003				
2004	8.0	0.3	8.3	266
2005	17.0	1.0	18.0	537
2006	38.0	2.5	40.5	815
2007	55.0	4.7	59.7	1099
2008	59.0	7.1	66.1	1389
2009	65.0	9.0	74.0	1685
2010	68.0	10.4	78.4	1988
2011		10.4	10.4	1988
2012		10.4	10.4	1988
2013		10.4	10.4	1988
2014		10.4	10.4	1988
2015		10.4	10.4	1988
2016		10.4	10.4	1988
2017		10.4	10.4	1988
2018		10.4	10.4	1988
2019		10.4	10.4	1988
2020		10.4	10.4	1988
2021		10.4	10.4	1988
2022		10.4	10.4	1988
2023		10.4	10.4	1988
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				254.6
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				12129
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				2.1

4. Узбекистан

Ориентировочный объем инвестиций в реабилитацию систем передачи электроэнергии составит 125 млн. долл. США, исходя из размеров кредита, выделяемого для этой цели АБР. Ориентировочные потребности в реабилитации систем распределения электроэнергии составляют 1 028 долл. США, исходя из инвестиций в размере 250 долл. США из расчета на каждое подключение потребителей, представленных 4 111 860 домохозяйствами. Это необходимо для сокращения потерь энергосистемы с нынешнего уровня 25% до 15% к 2010 году. С первого по второй годы реализации проекта дополнительные издержки на содержание и эксплуатацию составят 4% от общего объема капиталовложений; с третьего по пятый годы они должны будут сократиться до 3%; с шестого по десятый годы такие дополнительные издержки должны будут сократиться до 2%. Вмененные издержки дополнительного производства электроэнергии составят, ориентировочно, 3,5 цента/кВтч.

Таблица А5.4: Узбекистан.				
Средние дополнительные издержки при реабилитации передачи и распределения				
календарный год	Капиталовложения (млн. долл. США)	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. (млн. долл. США)	Общие дополнительные затраты (млн. долл. США)	Дополнительный объем продаж (ГВтч)
2003				
2004	57.6	2.3	60.0	555
2005	115.3	6.9	122.2	1118
2006	115.3	10.4	125.7	1690
2007	115.3	13.8	129.1	2270
2008	172.9	19.0	192.0	2860
2009	172.9	22.5	195.4	3457
2010	115.3	24.8	140.1	4064
2011	115.3	27.1	142.4	4064
2012	115.3	29.4	144.7	4064
2013	57.6	30.6	88.2	4064
2014		30.6	30.6	4064
2015		30.6	30.6	4064
2016		30.6	30.6	4064
2017		30.6	30.6	4064
2018		30.6	30.6	4064
2019		30.6	30.6	4064
2020		30.6	30.6	4064
2021		30.6	30.6	4064
2022		30.6	30.6	4064
2023		30.6	30.6	4064
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				873.7
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				24877
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				3.5

В. Реабилитация Вырабатывающих Агрегатов

1. Казахстан

(а) Инвестиции в Реабилитацию Экибастузской ТЭС-1

Работающая на угле Экибастузская ГРЭС I расположена в непосредственной близости от месторождения в северной части Казахстана и в настоящее время принадлежит частному инвестору AES. Экибастузская ГРЭС I располагает восемью агрегатами, мощностью 500 МВт каждый, из которых на сегодняшний день в исправном состоянии находятся, предположительно, лишь четыре агрегата. Остальные четыре агрегата нуждаются в реабилитации. Расходы на такую реабилитацию для полного восстановления потенциала

Таблица А5.5: Казахстан. Средние дополнительные издержки при реабилитации Экибастузской ГРЭС I					
календарный год	Капиталовложения	Затраты на топливо	Дополнительные затраты на экспл. и обслуживание за исключением затрат на топливо	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2007					
2008	44.0			44.0	
2009	132.0			132.0	
2010	132.0	5.3	17.6	154.8	403
2011	132.0	42.0	37.6	211.7	3224
2012		84.1	75.2	159.3	6447
2013		147.2	80.2	227.3	11283
2014		147.2	80.2	227.3	11283
2015		147.2	80.2	227.3	11283
2016		147.2	80.2	227.3	11283
2017		147.2	80.2	227.3	11283
2018		147.2	80.2	227.3	11283
2019		147.2	80.2	227.3	11283
2020		147.2	80.2	227.3	11283
2021		147.2	80.2	227.3	11283
2022		147.2	80.2	227.3	11283
2023		147.2	80.2	227.3	11283
2024		147.2	80.2	227.3	11283
2025		147.2	80.2	227.3	11283
2026		147.2	80.2	227.3	11283
2027		147.2	80.2	227.3	11283
Текущая Стоимость					
Дополнительные затраты (млн. долл. США)					1582.6
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)					59794
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)					2.65

теплоэлектростанции (4 000 МВт) составляют, ориентировочно, 440 млн. долл. США.¹⁷ На подготовку проекта реабилитации потребуется три года (2005-2007 гг.), и еще четыре года

¹⁷ По оценкам Всемирного Банка и «RWE Solution», КЕГОК: сбор и анализ исходных данных по инвестициям в линию электропередачи (500 киловольт) Север-Юг, Казахстан.

уйдут на его реализацию (2008-2011 гг.). Первым годом выработки электроэнергии восстановленными агрегатами должен стать 2010 год.

Удельные затраты тепла на отпущенную электроэнергию составляет 9 600 кДж/кВтч. Основным топливом, на котором работает теплоэлектростанция, является экибастузский уголь, удельная теплота сгорания которого составляет 16 ГДж/т., а стоимость тонны такого угля составляет 20 долл. США (что также равняется экспортной цене поставляемого Казахстаном угля). Постоянные и переменные расходы на эксплуатацию и обслуживание основываются на расчетах по аналогичным электростанциям региона.¹⁸ Предполагается, что среднегодовой коэффициент использования установленной мощности электростанции в течение первого года ее эксплуатации будет составлять 10%, а в последующие годы – 70%. Потребление электроэнергии на собственные нужды составляет приблизительно 8% от общего объема вырабатываемой электроэнергии. Как показано в Таблице А5.5, средние дополнительные издержки производства электроэнергии восстановленными агрегатами определены на уровне 2,65 центов/кВтч.

(b) Реабилитация Других Вырабатывающих Агрегатов Национального и Регионального Значения.

Подготовка проекта: 2005 г. Строительство: 2006-2017 гг. Первый год выработки: 2007 г.

К 2015 г. из эксплуатации должны быть выведены из работы мощности тепловых электростанций в размере около 9 870 МВт из 18 000 МВт общей установленной мощности тепловых электростанций Казахстана (в том числе, к 2005 г. из эксплуатации должны быть выведены 2 700 МВт; к 2010 г. – 2 500 МВт; к 2015 г. – 4 670 МВт), в результате чего произойдет значительное сокращение системного резерва мощности. Руководство Казахстана планирует инвестировать 1 070 млн. долл. США в реабилитацию этих агрегатов в целях продления их эксплуатационного ресурса.¹⁹ Сроки инвестирования средств в реабилитацию крупных и средних агрегатов ТЭЦ, в общем, отображают текущий график вывода агрегатов из эксплуатации. Предполагается, что указанные агрегаты будут потреблять уголь с Экибастузского месторождения. Таким образом, тепловая мощность, удельная теплота сгорания и цена на уголь являются такими же, что и в случае с Экибастузской ГРЭС I. Принятые постоянные и переменные расходы на эксплуатацию и обслуживание²⁰ также аналогичны расходам, принятым для Экибастузской ГРЭС I. Предполагается, что по завершении реабилитации коэффициент использования установленной мощности агрегатов должен будет увеличиться приблизительно на 20%²¹; предполагается, что потребление электроэнергии для собственных нужд составит 8% от общего объема производимой электроэнергии. Детали расчетов представлены в Таблице А5.6.

¹⁸ По оценкам Всемирного Банка и TACIS, «Verbundplan-ESBI-Fichtner»: Помощь электроэнергетическому сектору республики Узбекистан.

¹⁹ Казахстан, Планы реализации национальной политики дальнейшего развития энергетического сектора.

²⁰ По оценкам Всемирного Банка и TACIS, «Verbundplan-ESBI-Fichtner», Помощь электроэнергетическому сектору республики Узбекистан

²¹ По оценкам Всемирного Банка.

Таблица А5.6: Казахстан. Средние дополнительные издержки при реабилитации прочих агрегатов ТЭС большой и средней мощности национального и местного уровней

календарный год	Капиталовложения	Затраты на топливо	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. За исключением затрат на топливо	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2005					
2006	53.5		3.6	57.1	
2007	85.6	11.2	10.4	107.1	856
2008	85.6	29.0	17.6	132.2	2225
2009	85.6	46.9	24.8	157.3	3595
2010	85.6	64.7	32.0	182.4	4964
2011	85.6	82.6	39.3	207.5	6334
2012	85.6	100.5	46.5	232.6	7703
2013	96.3	118.3	54.5	269.1	9072
2014	96.3	138.4	62.6	297.3	10613
2015	96.3	158.5	70.7	325.6	12154
2016	107.0	178.6	79.6	365.2	13694
2017	107.0	200.9	88.6	396.6	15406
2018		223.3	90.4	313.7	17118
2019		223.3	90.4	313.7	17118
2020		223.3	90.4	313.7	17118
2021		223.3	90.4	313.7	17118
2022		223.3	90.4	313.7	17118
2023		223.3	90.4	313.7	17118
2024		223.3	90.4	313.7	17118
2025		223.3	90.4	313.7	17118
Текущая Стоимость					
Дополнительные затраты (млн. долл. США)					1861.7
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)					67670
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)					2.75

2. Узбекистан

Период реализации проекта, предусматривающего реабилитацию существующих тепловых электростанций: 2004-2023 гг. Установленная мощность действующих тепловых электростанций составляет около 10 000 МВт.

Однако по последним оценкам консультантов,²² общая доступная мощность составляет около 7 800 МВт. Большинство станций было введено в эксплуатацию в 1960-1970 гг., а некоторые были запущены даже еще раньше. Все они не ремонтировались на регулярной основе с 1990 года и нуждаются в запчастях.

Цель реабилитации заключается в увеличении продолжительности срока службы, надежности и эффективности, а также в модернизации вырабатывающих агрегатов, с тем, чтобы они достигли/приблизились к своим первоначально запроектированным показателям. Программа реабилитации должна будет реализовать такие меры, которые должны были быть

²² TACIS, «Verbundplan-ESBI-Fichtner», Помощь электроэнергетическому сектору республики Узбекистан, проект окончательного отчета

выполнены в рамках выполнения графиков планово-предупредительных ремонтов

Таблица А5.7: Узбекистан. Средние дополнительные издержки при реабилитации существующих ТЭС.		
календарный год	Инвестиции в реабилитацию ТЭС	Избегнутое сокращение объемов производства
	млн. долл. США	ГВтч
2003		
2004	47.5	0
2005	39.5	414
2006	118.6	1338
2007	166.1	4597
2008	94.9	6415
2009	94.9	3750
2010	47.5	2200
2011	23.7	1350
2012	47.5	425
2013	47.5	1350
2014	47.5	1350
2015	80.7	1350
2016	0.0	2375
2017	33.2	0
2018	0.0	1025
2019	0.0	0
2020	47.5	0
2021	94.9	940
2022	71.2	1880
2023	47.5	1365
Текущая Стоимость		
Дополнительные затраты (млн. долл. США)		561.0
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)		15562
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)		3.60

прошлых лет, однако реализованы не были. Данная программа будет сосредоточена на устранении недостатков и узких мест, имеющих место на главных компонентах электростанций – главным образом на котлах, на турбинах, в конденсаторах, подогревателях, трубопроводах, а также в обеспечении контрольно-измерительными приборами. На поврежденных участках необходимо произвести замену изоляции и устранить утечки.²³ Также предполагается вывести из эксплуатации агрегаты с установленной мощностью менее 60 МВт, поскольку инвестирование средств в восстановление таких агрегатов будет неэкономичным и нерациональным.

²³ TACIS, «Verbundplan-ESBI-Fichtner», Помощь электроэнергетическому сектору республики Узбекистан, проект окончательного отчета

С. Строительство Новых Выработывающих Агрегатов

1. Узбекистан

(а) Талимаржанская ГРЭС, Фаза I: Блок №1

Данный паровой блок на газе мощностью 800 МВт строится с конца восьмидесятых и, по текущим оценкам, будет введен в эксплуатацию в 2005 г. Если пренебречь понесенными к настоящему времени невозвратимыми расходами, то стоимость завершения данного проекта оценивается в 100 млн. долл. США. Из опыта эксплуатации аналогичных агрегатов в России известно о наличии проблем, которые ограничивают среднегодовой коэффициент использования установленной мощности электростанции, а также об определенных ограничениях в охлаждающей воде на этом объекте, которые позволяют оценить среднегодовой коэффициент использования установленной мощности блока в размере 60%-65%. Удельный расход тепла будет составлять 10 500 кДж/кВтч. Удельная теплота сгорания

Таблица А5.8: Узбекистан. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Талимаржанским блоком №1

календарный год	Капиталовложения	Затраты на топливо	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. За исключением затрат на топливо	Общие дополнительные затраты	Чистая дополнительная выработка электроэнергии
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2004	90.0	0.0	1.6	91.6	0
2005	10.0	6.9	6.7	23.6	609
2006		20.8	7.1	27.9	1828
2007		48.4	7.9	56.3	4265
2008		48.4	7.9	56.3	4265
2009		48.4	7.9	56.3	4265
2010		48.4	7.9	56.3	4265
2011		48.4	7.9	56.3	4265
2012		48.4	7.9	56.3	4265
2013		48.4	7.9	56.3	4265
2014		48.4	7.9	56.3	4265
2015		48.4	7.9	56.3	4265
2016		48.4	7.9	56.3	4265
2017		48.4	7.9	56.3	4265
2018		48.4	7.9	56.3	4265
2019		48.4	7.9	56.3	4265
2020		48.4	7.9	56.3	4265
2021		48.4	7.9	56.3	4265
2022		48.4	7.9	56.3	4265
2023		48.4	7.9	56.3	4265
Текущая Стоимость					
Дополнительные затраты (млн. долл. США)					463.1
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)					27583
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)					1.68

газа составляет 34,3 ГДж на 1 000 кубических метров. Предполагается, что цена газа составляет 35 долл. США за 1 000 кубометров (цена при оплате наличными за экспортируемый Узбекистаном газ). Также предполагается, что собственные нужды

электростанции составляют 6% от общего объема производимой электроэнергии. Постоянные и переменные расходы на эксплуатацию и обслуживание основываются на данных из отчетов консультантов.²⁴

(b) Талимаржанская ГРЭС, Фаза II: Блоки №№2-4

Все производственные помещения на Талимаржанской ГОЭС были спроектированы и частично построены для размещения четырех агрегатов, мощность каждого из которых составляет 800 МВт. Предполагается, что подготовка к строительству агрегатов (со второго по четвертый) будет произведена за период с 2005 по 2008 гг., а строительные работы будут проведены с 2009 по 2013 гг. При этом, выработка электроэнергии будет начата с 2011 г. Поскольку все многие объекты на участке уже построены, требуемый объем дополнительных

Таблица A5.9: Узбекистан. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Талимаржанскими блоками №№ 2-4

календарный год	Капиталовложения	Затраты на топливо	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. За исключением затрат на топливо	Общие дополнительные затраты	Чистая дополнительная выработка электроэнергии
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2008					
2009	120.0			120.0	
2010	360.0			360.0	
2011	400.0	6.9	6.7	413.6	609
2012	280.0	27.7	13.8	321.5	2437
2013	40.0	76.1	21.7	137.8	6703
2014		117.6	22.9	140.5	10359
2015		145.3	23.7	168.9	12796
2016		145.3	23.7	168.9	12796
2017		145.3	23.7	168.9	12796
2018		145.3	23.7	168.9	12796
2019		145.3	23.7	168.9	12796
2020		145.3	23.7	168.9	12796
2021		145.3	23.7	168.9	12796
2022		145.3	23.7	168.9	12796
2023		145.3	23.7	168.9	12796
2024		145.3	23.7	168.9	12796
2025		145.3	23.7	168.9	12796
2026		145.3	23.7	168.9	12796
2027		145.3	23.7	168.9	12796
2028		145.3	23.7	168.9	12796
Текущая Стоимость					
Дополнительные затраты (млн. долл. США)					1804.3
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)					65343
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)					2.76

инвестиций составляет 1 200 млн. долл. США.²⁵ Все прочие допущения, касающиеся значений тепловой мощности, удельной теплоты сгорания газа, цен на газ, уровня

²⁴ По оценкам Всемирного Банка и TACIS, «Verbundplan-ESBI-Fichtner», Помощь электроэнергетическому сектору республики Узбекистан

²⁵ TACIS, «Verbundplan-ESBI-Fichtner», Помощь электроэнергетическому сектору республики Узбекистан

потребления электроэнергии на собственные нужды, среднегодового коэффициента использования установленной мощности электростанции и т.д., являются такими же, что и в случае с первым блоком.

2. Кыргызская Республика

(а) Бишкекская ТЭЦ II

Строительство двух агрегатов ТЭЦ с комбинированной парогазовой установкой (мощность каждого из которых составляет 200 МВт) на том же участке, на котором расположена Бишкекская ТЭЦ-2, должно стать оптимальным решением по устранению проблемы хронического дефицита энергии в зимний период. Данный проект будет подготовлен в 2005 г.; тогда же будут изысканы средства для его реализации. Строительство будет начато в 2006-2008 гг. Выработка электроэнергии будет начата в 2007 г. В международной практике

Таблица А5.10: Кыргызская Республика. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Бишкекской ТЭЦ-II					
календарный год	Капиталовложения	Затраты на топливо	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж. За исключением затрат на топливо	Общие дополнительные затраты	Чистая дополнительная выработка электроэнергии
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2005					
2006	78.4		0.8	79.2	
2007	58.8	3.1	1.3	63.1	353
2008	58.8	13.4	7.1	79.3	1531
2009		20.6	12.4	33.0	2355
2010		20.6	12.4	33.0	2355
2011		20.6	12.4	33.0	2355
2012		20.6	12.4	33.0	2355
2013		20.6	12.4	33.0	2355
2014		20.6	12.4	33.0	2355
2015		20.6	12.4	33.0	2355
2016		20.6	12.4	33.0	2355
2017		20.6	12.4	33.0	2355
2018		20.6	12.4	33.0	2355
2019		20.6	12.4	33.0	2355
2020		20.6	12.4	33.0	2355
2021		20.6	12.4	33.0	2355
2022		20.6	12.4	33.0	2355
2023		10.4	12.4	22.8	1183
2024		10.4	12.4	22.8	1183
2025		20.6	12.4	33.0	2355
Текущая Стоимость					
Дополнительные затраты (млн. долл. США)					388.9
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)					15231
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)					2.55

удельные затраты на 1 кВт установленной мощности таких агрегатов составляет около 700 долл. США. Бишкекский участок уже располагает всей необходимой инфраструктурой: он подсоединен к распределительной сети природного газа; на нем установлена подстанция 110

киловольт; участок подключен к водопроводной и канализационным сетям; имеются подъездные ж/д пути; имеется монтажная площадка и т.д. Предполагается, что наличие инфраструктуры должно привести к снижению стоимости 1 кВт установленной мощности на 30%. Таким образом, общая потребность в инвестициях для завершения данного проекта составляет, ориентировочно, 196 млн. долл. США. Предполагается, что КПД агрегатов с комбинированным циклом составляет 50%; стоимость природного газа при оплате наличными составляет 40 долл. США за 1000 кубометров, включая расходы на транспортировку; удельная теплота сгорания природного газа составляет 34,3 ГДж на 1000 кубометров.²⁶ Предполагается, что во второй год дополнительные расходы на эксплуатацию и обслуживание (за исключением расходов на топливо) составят 1% от общего объема капиталовложений; в третий год – 8%; начиная с четвертого года такие расходы будут составлять 10% от общего объема капиталовложений. Предполагается, что коэффициент использования установленной мощности составит 70%; годовой объем производства электроэнергии данной электростанцией оценивается в 2 450 ГВтч. Уровень потребления электроэнергии на собственные нужды составляет 4% от общего объема производимой электроэнергии.

(b) Камбаратинская ГЭС I

Площадка строительства Камбаратинской ГЭС I расположена выше Токтогульского водохранилища. Общая установленная мощность этой новой гидроэлектростанции будет составлять 1 900 МВт (четыре агрегата по 475 МВт каждый). Общий объем необходимых инвестиций оценивается в 1 940 млн. долл. США, включая 265 млн. долл. США на строительство ЛЭП 500 кВ, соединяющей Камбаратинскую ГЭС-1 и подстанцию в Кемине в северной части Кыргызстана. Предполагается, что годовой объем производства электроэнергии Камбаратинской ГЭС-1 будет составлять 5 100 ГВтч, в то время как уровень потребления на собственные нужды будет составлять 1% от общего объема производимой электроэнергии. Среднегодовой коэффициент использования установленной мощности данной электростанции составляет 31%, однако большая установленная мощность позволяет ей успешно покрывать ежедневную пиковую нагрузку в кыргызстанской системе и системах ЦА. Предполагается, что по завершении одного года гарантийного обслуживания затраты на эксплуатацию и обслуживание будут составлять 0,1% от объема капиталовложений по каждому агрегату, а также 0,1% от объема капиталовложений в строительство плотины по завершении строительных работ и одного года гарантийного обслуживания. Ввиду необходимости заключения соглашений между прибрежными государствами Сырдарьи и изыскания финансирования, для подготовки проекта потребуется шесть-семь лет (2005-2011 гг.), после чего еще семь лет уйдет на строительные работы (2012-2019 гг.). Выработка электроэнергии может быть начата с 2017 г.

Средние дополнительные издержки выработки электроэнергии Камбаратинской ГЭС-1, составляющие 7,17 цента/кВтч (см. Таблицу А5.11), являются наиболее высокими из всех рассматриваемых вариантов производства электроэнергии в Центральной Азии.²⁷ Однако Камбаратинская ГЭС-1 имеет большой объем водохранилища, что позволяет вырабатывать электроэнергию в зимний период, поскольку попускаемая вода будет сохраняться в расположенном ниже по течению Токтогульском водохранилище. Таким образом,

²⁶ По данным, предоставленным кыргызстанскими властями

²⁷ АО «Электростанции», инвестиционные проекты, Бишкек, Кыргызская Республика

эксплуатация данной ГЭС позволит эксплуатировать Токтогульскую ГЭС и всего нарынского каскада в ирригационном режиме, установленным согласно международным соглашениям.

Таблица А5.11: Кыргызская Республика. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Камбаратинской ГЭС-1

календарный год	Капиталовложения	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж.	Общие дополнительные затраты	Чистая дополнительная выработка электроэнергии
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2011				
2012	194.0		194.0	
2013	291.0		291.0	
2014	291.0		291.0	
2015	291.0		291.0	
2016	291.0		291.0	
2017	194.0		194.0	252
2018	194.0	0.1	194.1	1515
2019	194.0	0.2	194.2	3029
2020		0.9	0.9	5049
2021		0.9	0.9	5049
2022		0.9	0.9	5049
2023		0.9	0.9	5049
2024		0.9	0.9	5049
2025		0.9	0.9	5049
2026		0.9	0.9	5049
2027		0.9	0.9	5049
2028		0.9	0.9	5049
2029		0.9	0.9	5049
2030		0.9	0.9	5049
2031		0.9	0.9	5049
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				1317.4
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				18382
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				7.17

(с) Камбаратинская ГЭС II

Участок строительства Камбаратинской ГЭС 2 также находится выше Токтогульского водохранилища и расположен между Токтогульской ГЭС и Камбаратинской ГЭС 1. Строительство второй Камбаратинской ГЭС было начато в 1986 г.; к настоящему времени завершено около 30% строительных и монтажных работ. По оценкам местных экспертов, для завершения данного проекта необходимо инвестировать 280 млн. долл. США, включая 18 млн. долл. США на строительство соединительной ЛЭП 500 кВ)²⁸. Проект будет готов к изысканию средств и т.д. в течение периода с 2005 по 2008 гг., а строительные работы будут проводиться с 2009 по 2012 гг. Предполагается, что годовой объем производимой Камбаратинской ГЭС-2 электроэнергии будет составлять 1116 ГВтч, исходя из среднегодового коэффициента использования установленной мощности электростанции на уровне 35%²⁹.

²⁸ АО «Электростанции», инвестиционные проекты, Бишкек, Кыргызская Республика

²⁹ АО «Электростанции», инвестиционные проекты, Бишкек, Кыргызская Республика

Таблица А5.12: Кыргызская Республика. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Камбаратинской ГЭС 2

календарный год	Капиталовложения	Дополнительные затраты на экпл. и обслуж.	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2008				
2009	56.0		56.0	
2010	84.0	0.1	84.1	
2011	84.0	0.1	84.1	
2012	56.0	0.4	56.4	221
2013		0.6	0.6	1105
2014		0.6	0.6	1105
2015		0.6	0.6	1105
2016		0.6	0.6	1105
2017		0.6	0.6	1105
2018		0.6	0.6	1105
2019		0.6	0.6	1105
2020		0.6	0.6	1105
2021		0.6	0.6	1105
2022		0.6	0.6	1105
2023		0.6	0.6	1105
2024		0.6	0.6	1105
2025		0.6	0.6	1105
2026		0.6	0.6	1105
2027		0.6	0.6	1105
2028		0.6	0.6	1105
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				225.4
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				6055
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				3.72

Хотя предельная себестоимость выработки электроэнергии составляет 3,72 цента/кВтч (см. Таблицу А5.12), необходимо тщательно взвесить вопрос о строительстве этой ГЭС до ввода в эксплуатацию Камбаратинской ГЭС-1, поскольку данная ГЭС не имеет водохранилища для сезонного регулирования и лишь приведет к усугублению испытываемой кыргызстанской энергосистемой проблемы с излишками электроэнергии в летний период, и дефицитом – в зимний.

3. Таджикистан

(а) Сангтудинская ГЭС I

Участок данной гидроэлектростанции расположен на реке Вахш – ниже Нурекского каскада гидроэлектростанций. Установленная мощность данного руслового гидроузла, работающего на режиме стока реки, составляет 670 МВт, в то время как предполагаемый годовой объем производства электроэнергии будет составлять 2 700 ГВтч при среднегодовом коэффициенте использования установленной мощности электростанции на уровне 46%. Общая ориентировочная стоимость проекта составляет около 482 млн. долл. США, из которых к

настоящему времени уже освоено около 110 млн. долл. США.³⁰ Подготовка проекта будет вестись в период с 2005 по 2007 гг., а строительные работы будут проведены с 2007 по 2012 гг. Отпуск электроэнергии должен будет начаться с 2009 г. Таким образом, объем дополнительных инвестиций, необходимых для завершения строительства, составляет около 368-370 млн. долл. США. Предполагается, что по завершении одного года гарантийного обслуживания расходы на эксплуатацию и обслуживание составят 0,1% от общего объема капиталовложений по каждому агрегату, а также 0,1% от объема капиталовложений в строительство плотины по завершении строительных работ и одного года гарантийного обслуживания. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии в рамках данного проекта, составляющие 1,97 цента/кВтч, являются наиболее низкими из всех доступных для стран ЦА вариантов производства электроэнергии.

Таблица А5.13: Таджикистан. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Сангтудинской ГЭС I

Календарный год	Капиталовложения	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж.	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2006				
2007	37.0		37.0	
2008	55.5		55.5	
2009	111.0	0.0	111.0	134
2010	92.5	0.1	92.6	802
2011	55.5	0.1	55.6	1470
2012	18.5	0.2	18.7	2138
2013		0.4	0.4	2673
2014		0.4	0.4	2673
2015		0.4	0.4	2673
2016		0.4	0.4	2673
2017		0.4	0.4	2673
2018		0.4	0.4	2673
2019		0.4	0.4	2673
2020		0.4	0.4	2673
2021		0.4	0.4	2673
2022		0.4	0.4	2673
2023		0.4	0.4	2673
2024		0.4	0.4	2673
2025		0.4	0.4	2673
2026		0.4	0.4	2673
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				273.0
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				13883
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				1.97

(b) Рогунская ГЭС, Фаза I

Участок строительства данной гидроэлектростанции расположен на реке Вахш – выше Нурекского каскада гидроэлектростанций. Первая фаза данного проекта предусматривает установку двух агрегатов, мощностью 600 МВт каждый; строительство плотины до определенной высоты; ремонт двух тоннелей – ранее построенных, но впоследствии

³⁰ По данным, предоставленным властями Таджикистана.

поврежденных; строительство третьего тоннеля; создание регулирующего водохранилища. По данным, предоставленным таджикскими властями, во времена Советского Союза по данному проекту было израсходовано 800 млн. долл. США, после чего строительство было приостановлено из-за прекращения финансирования после распада Советского Союза. С 1991 г. строительные работы не велись. По оценкам, для завершения первой фазы проекта дополнительно требуется 785 млн. долл. США. Данное водохранилище является одним из основных – его использование должно будет также способствовать дополнительной выработке электроэнергии действующими гидроэлектростанциями, расположенными ниже по течению реки. Для этого потребуется заключение нового соглашения между прибрежными государствами. Таким образом, подготовка проекта будет вестись в период с 2005 по 2010 гг., в то время как строительные работы будут проведены с 2011 по 2015 гг. Выработка электроэнергии может быть начата с 2014 г.

Таблица А4.14: Таджикистан. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Рогунской ГЭС, Фаза I

Календарный год	Капиталовложения	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж.	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2010				
2011	78.5		78.5	
2012	196.3		196.3	
2013	196.3		196.3	
2014	157.0	0.2	157.2	515
2015	157.0	0.7	157.7	2762
2016		0.9	0.9	4643
2017		0.9	0.9	4643
2018		0.9	0.9	4643
2019		0.9	0.9	4643
2020		0.9	0.9	4643
2021		0.9	0.9	4643
2022		0.9	0.9	4643
2023		0.9	0.9	4643
2024		0.9	0.9	4643
2025		0.9	0.9	4643
2026		0.9	0.9	4643
2027		0.9	0.9	4643
2028		0.9	0.9	4643
2029		0.9	0.9	4643
2030		0.9	0.9	4643
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				590.4
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				23995
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				2.46

Объем электроэнергии, которая будет производиться в результате реализации первой фазы проекта, составляет около 4 300 ГВтч. Реализация первой фазы также позволит производить дополнительные 400 ГВтч электроэнергии на действующем Нурекском каскаде (ниже по течению реки). Предполагается, что расходы на эксплуатацию и обслуживание будут такими же, что и в случае с Сангтудинской ГЭС I: 0,1% от общего объема капиталовложений по каждому агрегату по завершении года гарантийного обслуживания; плюс 0,1% от объема капиталовложений в строительство плотины по завершении строительных работ и одного

года гарантийного обслуживания. Расчетный среднегодовой коэффициент использования установленной мощности первой фазы Рогунской ГЭС составляет 41%. Средние дополнительные издержки выработки электроэнергии в рамках данного проекта составляют 2,46 цента/кВтч.

(с) Рогунская ГЭС, Фазы I и II

Во второй фазе проекта, высота плотины будет увеличена до полного уровня 335 метров, в результате чего эта плотина станет одной из самых высоких плотин мира. Также предусматривается установка еще четырех агрегатов (мощностью 600 МВт каждый), в результате чего общая мощностью электростанции достигнет 3 600 МВт. В дополнение к 800 млн. долл. США, которые, предположительно, были затрачены по данному проекту во времена Советского Союза, общий объем дополнительного финансирования, необходимого для завершения первой и второй фаз проекта составит 2 450 млн. долл. США. Строительные работы в рамках второй фазы будут вестись вплоть до 2019 г., а максимальный объем выработки электроэнергии будет достигнут в 2020 г.

Таблица А5.15: Таджикистан. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии Рогунской ГЭС, Фазы I и II				
календарный год	Капиталовложения	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж.	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2010				
2011	78.5		78.5	
2012	196.3		196.3	
2013	196.3		196.3	
2014	491.0	0.2	491.2	515
2015	491.0	0.7	491.7	2762
2016	417.5	0.9	418.4	4643
2017	250.5	0.9	251.4	5282
2018	167.0	1.4	168.4	7712
2019	167.0	1.5	168.5	10712
2020		2.6	2.6	14157
2021		2.6	2.6	14157
2022		2.6	2.6	14157
2023		2.6	2.6	14157
2024		2.6	2.6	14157
2025		2.6	2.6	14157
2026		2.6	2.6	14157
2027		2.6	2.6	14157
2028		2.6	2.6	14157
2029		2.6	2.6	14157
2030		2.6	2.6	14157
Текущая Стоимость				
Дополнительные затраты (млн. долл. США)				1544.1
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)				54535
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)				2.83

По завершении проекта, приблизительный годовой объем производимой электроэнергии будет составлять 13 000 ГВтч. Это приведет к полному устранению холостых сливов воды

действующим Нурекским каскадом и позволит им производить дополнительную электроэнергию в объеме 1 300 ГВтч.

Предполагается, что по завершении одного года гарантийного обслуживания расходы на эксплуатацию и обслуживание будут составлять 0,1% от общего объема капиталовложений по каждому агрегату, плюс 0,1% от объема капиталовложений в строительство плотины по завершении строительных работ и одного года гарантийного обслуживания. Расчетный среднегодовой коэффициент использования установленной мощности первой и второй фаз Рогунской ГЭС составляет 41%. Средние дополнительные издержки выработки электроэнергии в рамках данного проекта составляют 2,83 цента/кВтч.

4. Казахстан

Новая электростанция на угле

Баланс производства и потребления электроэнергии по Казахстану указывают на то, что в двадцатые годы нынешнего столетия Казахстан столкнется со значительной нехваткой

Таблица А5.16: Казахстан. Средние дополнительные издержки производства электроэнергии новой ГЭС

Календарный год	Капиталовложения	Затраты на топливо	Дополнительные затраты на экспл. и обслуж.	Общие дополнительные затраты	Дополнительный объем продаж
	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	млн. долл. США	ГВтч
2015					
2016	162.8			162.8	
2017	162.8			162.8	
2018	217.0			217.0	
2019	217.0			217.0	
2020	162.8	11.1	18.0	191.8	806
2021	162.8	58.4	38.6	259.8	4231
2022		94.5	41.3	135.8	6850
2023		94.5	41.3	135.8	6850
2024		94.5	41.3	135.8	6850
2025		94.5	41.3	135.8	6850
2026		94.5	41.3	135.8	6850
2027		94.5	41.3	135.8	6850
2028		94.5	41.3	135.8	6850
2029		94.5	41.3	135.8	6850
2030		94.5	41.3	135.8	6850
2031		94.5	41.3	135.8	6850
2032		94.5	41.3	135.8	6850
2033		94.5	41.3	135.8	6850
2034		94.5	41.3	135.8	6850
2035		94.5	41.3	135.8	6850
Текущая Стоимость					
Дополнительные затраты (млн. долл. США)					1424.2
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)					31374
Средние дополнительные затраты (цент/кВтч)					4.54

электроэнергии, в том случае, если к тому времени не будут приняты меры по увеличению генерирующего потенциала страны, по меньшей мере, на 1 000 МВт. Эта мощность может быть получена на ТЭС с использованием агрегатов с паровыми турбинами и котлами, работающими на угле. Одним из приемлемых вариантов является размещение таких агрегатов на участке действующей Экибастузской ГРЭС II,³¹ на которой уже расположены два агрегата мощностью 500 МВт каждый. Данная ГРЭС работает на экибастузском угле. Удельные затраты тепла, удельная теплота сгорания, цены на топливо и расходы на эксплуатацию и обслуживание являются такими же, что и в случае реабилитации Экибастузской ГРЭС I. Ориентировочные капитальные затраты по проекту составляют 1 085 млн. долл. США.³² Строительные работы будут вестись с 2016 по 2020 гг., а первым годом выработки электроэнергии должен стать 2020 г. Предполагается, что течение первого года эксплуатации коэффициент использования установленной мощности каждого агрегата составит 20%, а в последующие годы – 85%. В свете вышеуказанных предположений, средние дополнительные затраты на производство электроэнергии новыми агрегатами должны будут составить 4,54 цента/кВтч (см. Таблицу А5.16).

³¹ По некоторым данным, 50% акций действующей Экибастузской ГРЭС II переданы российской РАО ЕЭС.

³² «RWE Solution», КЕГОК, сбор и анализ исходных данных по инвестициям в линию электропередачи (500 киловольт) Север-Юг, Казахстан.

Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Экономический Анализ Вариантов ЛЭП для Экспорта Электроэнергии

В рамках экономического анализа производится расчет экономических издержек передачи электроэнергии для шести вариантов экспортных ЛЭП с использованием 10%-ной дисконтной ставки и при постоянных ценах в долларах 2004 года.

Исходные данные по предлагаемым ЛЭП представлены в Таблице А5.17.

Таблица А5.17. Исходные данные по ЛЭП							
Линия электропередачи на экспорт	Расстояние (в км)	Напряжение (в кВ)	Тип линии	Ежегодный объем передачи (ГВтч)	Кол-во новых подстанций	Кол-во расширен. подстанций	Объем инвестиций (в млн. долл. США)
Алматы (Казахстан) – Урумчи (Китай)	1 050	500	DC	10 000	1	1	390.0
Сурхан (Узбекистан) - Кабул (Афганистан)	515	500	AC	5 000	2	1	153.0
Кабул (Афганистан) – Тарбела (Пакистан)	360	500	AC	3 000	1	1	90.5
Кабул (Афганистан) - Кандагар (Афганистан)	490	500	AC	5 000	2	1	138.2
Кандагар (Афганистан) - Карачи (Пакистан)	900	500	AC	4 000	3	1	226.6
Сурхан (Узбекистан) - Машхад (Иран)	1 150	500	AC	10 000	4	1	320.0

При расчете средних дополнительных издержек по всем ЛЭП были сделаны следующие допущения:

- Себестоимость двухцепной воздушной ЛЭП 500 кВ составляет 0,2 млн. долл. США за один километр линии;
- Максимальная нагрузка линий составляет около 2 000 МВА; средняя нагрузка составляет около 1 000 МВА;
- Ориентировочная продолжительность строительства составляет от 24 до 30 месяцев;
- Размещение промежуточных подстанций 500 кВ через интервалы от 200 до 300 км на ЛЭП переменного тока – помимо прочего, в целях компенсации реактивной мощности;
- Ориентировочная стоимость строительства каждой подстанции 500 кВ составляет 20 млн. долл. США;
- Ориентировочная стоимость расширения каждой действующей подстанции составляет 10 млн. долл. США;
- Расчетные технические потери при передаче электроэнергии составляют 1% на каждые 250 км;
- Ориентировочные расходы на эксплуатацию и обслуживание линий электропередачи составляют 0,1% от объема капиталовложений;

- Объем передачи электроэнергии в каждом направлении составляет: 10 000 ГВтч в год – по линиям Алматы-Урумчи и Сурхан-Машхад; и 5 000 ГВтч – по линии Сурхан-Кабул;

Таблица А5.18: Расчет дополнительных издержек передачи по ЛЭП

календарный год	Алматы - Урумчи		Сурхан – Машхад		Сурхан – Кабул		Кабул – Тарбела		Кабул – Кандагар		Кандагар – Карачи	
	Инвест. Млн. \$	Прод. ГВтч	Инвест. Млн. \$	Прод. ГВтч	Инвест. Млн. \$	Прод. ГВтч	Инвест. Млн. \$	Прод. ГВтч	Инвест. Млн. \$	Прод. ГВтч	Инвест. Млн. \$	Прод. ГВтч
год 0												
год 1	97.5		80									
год 2	156		128									
год 3	136.5		112									
год 4		477		2832								
год 5		2862		6136								
год 6		5724		9440	45.9							
год 7		9540		9440	107.1							
год 8		9540		9440		1460	27.1					
год 9		9540		9440		3164	63.3					
год 10		9540		9440		4867		883	41.5			
год 11		9540		9440		4867		1914	96.7			
год 12		9540		9440		4867		2945		1462	68	
год 13		9540		9440		4867		2945		3167	158.6	
год 14		9540		9440		4867		2945		4872		1147
год 15		9540		9440		4867		2945		4872		2486
год 16		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 17		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 18		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 19		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 20		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 21		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 22		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 23		9540		9440		4867		2945		4872		3824
год 24						4867		2945		4872		3824
год 25						4867		2945		4872		3824
год 26						4867		2945		4872		3824
год 27						4867		2945		4872		3824
год 28								2945		4872		3824
год 29								2945		4872		3824
год 30										4872		3824
год 31										4872		3824
год 32												3824
год 33												3824
Дополнительные затраты (Млн. \$.)		322.3		264.5		131.2		77.6		118.5		194.3
Дополнительный объем продаж (ГВтч)		48531		53817		30521		18467		30552		23980
Вмененные издержки передачи (цент/кВтч)		0.66		0.49		0.43		0.42		0.39		0.81

- Ориентировочная стоимость одной станции преобразования тока (в линиях передачи постоянного тока) составляет 150 млн. долл. США, однако при этом не требуются промежуточные подстанции.

Подробности расчета средних дополнительных издержек представлены в Таблице А5.18.

Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Финансовый Анализ Вариантов Производства и Передачи Электроэнергии

Финансовый анализ основных вариантов производства электроэнергии опирается на оценку финансовых затрат на производство электроэнергии в целях определения конкурентоспособности таких вариантов, а также с тем, чтобы способствовать составлению мнения о привлекательности этих вариантов капиталовложений – как для экспортного, так и для внутреннего рынков. Анализ ограничен основными вариантами производства электроэнергии на ГЭС (Камбарата I и II, Сангтуда I, Рогун I и II) и на ТЭС (Талимаржан I и II, Бишкек II, реабилитация Экибастуз I и строительство новых экибастузских агрегатов).

Финансирование опирается на структуру, которая должна будет, ориентировочно, привести к следующему отношению долгосрочных обязательств к собственному капиталу после финансирования затрат: 75% к 25%. Условия долга будут следующими: процентная ставка с поправкой на риск – 10%; срок погашения – 15 лет, включая пять лет отсрочки начала погашения (льготный период). Предполагается, что за срок осуществления капиталовложений, внутренняя норма прибыли (ВНР) от использования собственного капитала будет составлять 15%, в результате чего годовая норма прибыли от собственного капитала по этим проектам должна будет колебаться в пределах от 17% до 24%. Значение годовой нормы прибыли от собственного капитала варьирует в зависимости от того или иного проекта, что главным образом, обусловлено продолжительностью строительства. Большая продолжительность строительства приводит к тому, что инвесторам приходится дольше ждать притока денежной наличности, в результате чего за срок осуществления капиталовложений годовая норма прибыли от собственного капитала достигает 15% ВНР. В этой связи, необходимый для обслуживания долга и обеспечения прибыли от собственного капитала тариф из расчета на один кВтч по каждому году рассчитывается на 20-летний срок производства электроэнергии. *Затем эти ежегодные тарифы дисконтируются до уровня 2004 г. по 10% ставке для получения нормированного тарифа из расчета на один кВтч по проекту.*

Используемые для целей экономического анализа значения капитальных затрат представлены в неизменных долларовых ценах 2004 г. и конвертируются в номинальные долларовые цены и использованием индекса инфляции в размере 1,52% в год. Для целей финансового анализа, затраты на эксплуатацию и обслуживание и расходы на топливо аналогичным образом индексируются исходя из тех же темпов инфляции (1,52% в год). Продолжительность подготовительного периода рассчитывается, исходя из продолжительности времени, необходимого для того, чтобы сложились рынки и источники финансирования. Устойчивые объемы продаж (в ГВтч) получены из устойчивого объема производства электроэнергии с вычетом из общего производства электроэнергии объема потребления энергии электростанциями на собственные нужды (8% - для паровых агрегатов, работающих на угле; 6% - для паровых агрегатов, работающих на газе; 4% - для станций комбинированного цикла; 1% - для гидроэлектростанций), исходя из существующей практики в данной отрасли.

Нормированные значения тарифов по различным вариантам производства электроэнергии дают возможность сопоставления между такими вариантами, а также по данной схеме с различными допущениями относительно финансирования и объемов выработки электроэнергии. Произведен анализ чувствительности к сокращению объема производимой

электроэнергии, увеличением капитальных затрат, изменениям цен на топливо, процентных ставок и норм прибыли на собственный капитал. В силу продолжительности строительства и структуры финансирования, гидроэлектростанции наиболее чувствительны к увеличению процентных ставок и значительно чувствительны к увеличению нормы прибыли на собственный капитал. Они также заметно чувствительны к сокращениям объемов производимой электроэнергии и повышению цен на топливо (особенно на природный газ). В силу высокой себестоимости одного кВт, длительных сроков подготовки и строительства, а также низкого коэффициента использования установленной мощности, гидроэлектростанции в гораздо большей степени чувствительны к изменениям большинства параметров, нежели чем тепловые электростанции. Таким образом, тепловые электростанции должны быть менее чувствительны к возможным сокращениям спроса на экспорт, нежели чем гидроэлектростанции. Вместе с тем, проекты, связанные с производством электроэнергии на тепловых электростанциях, также весьма чувствительны к увеличению цен на топливо.

Таблица А5.19: Финансовый анализ Сангтудинской ГЭС I

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выработ.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2007	\$19	\$1	\$20	\$17	\$3						
2008	\$39	\$4	\$43	\$37	\$6						
2009	\$79	\$9	\$88	\$76	\$12						
2010	\$80	\$17	\$97	\$72	\$25						
2011	\$122	\$26	\$149	\$122	\$27						
2012	\$62	\$35	\$97	\$55	\$42						
2013						\$0.41	\$38	\$22	\$61	2 538	2.40
2014						\$0.41	\$38	\$22	\$61	2 538	2.40
2015						\$0.42	\$38	\$22	\$61	2 538	2.40
2016						\$0.42	\$38	\$22	\$61	2 538	2.40
2017						\$0.43	\$38	\$22	\$61	2 538	2.40
2018						\$0.44	\$69	\$22	\$92	2 538	3.64
2019						\$0.44	\$66	\$22	\$89	2 538	3.52
2020						\$0.45	\$63	\$22	\$86	2 538	3.39
2021						\$0.46	\$60	\$22	\$83	2 538	3.27
2022						\$0.46	\$57	\$22	\$80	2 538	3.14
2023						\$0.47	\$54	\$22	\$77	2 538	3.02
2024						\$0.48	\$51	\$22	\$73	2 538	2.90
2025						\$0.49	\$47	\$22	\$70	2 538	2.77
2026						\$0.49	\$44	\$22	\$67	2 538	2.65
2027						\$0.50	\$41	\$22	\$64	2 538	2.52
2028						\$0.51	\$13	\$22	\$36	2 538	1.40
2029						\$0.52	\$12	\$22	\$35	2 538	1.38
2030						\$0.52	\$11	\$22	\$34	2 538	1.35
2031						\$0.53	\$11	\$22	\$34	2 538	1.33
2032						\$0.54	\$10	\$22	\$33	2 538	1.31
Всего	\$402	\$91	\$493	\$379	\$114						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 2.44 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.20: Сангтудинская ГЭС I. Анализ чувствительности

	Процентн. изменение параметра (%)	Нормиров. тариф цент/кВтч	Процентн. изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		2.4350		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	3.0438	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	2.4521	0.7%	0.70
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	2.4453	0.4%	0.42
(4) Изменение капзатрат	1%	2.4587	1.0%	0.97

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.21: Финансовый анализ Рогунской ГЭС, Фаза I

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выруб.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2011	\$88	\$4	\$92	\$75	\$16						
2012	\$223	\$18	\$241	\$214	\$27						
2013	\$226	\$39	\$265	\$194	\$71						
2014	\$184	\$59	\$243	\$165	\$78						
2015	\$187	\$76	\$263	\$191	\$72						
2016						\$0.9	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2017						\$0.9	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2018						\$0.9	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2019						\$1.0	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2020						\$1.0	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2021						\$1.0	\$154	\$52	\$207	4 643	4.45
2022						\$1.0	\$147	\$52	\$200	4 643	4.30
2023						\$1.0	\$140	\$52	\$193	4 643	4.15
2024						\$1.0	\$133	\$52	\$186	4 643	4.00
2025						\$1.0	\$126	\$52	\$179	4 643	3.85
2026						\$1.1	\$119	\$52	\$172	4 643	3.70
2027						\$1.1	\$112	\$52	\$165	4 643	3.55
2028						\$1.1	\$105	\$52	\$158	4 643	3.40
2029						\$1.1	\$98	\$52	\$151	4 643	3.25
2030						\$1.1	\$91	\$52	\$144	4 643	3.10
2031						\$1.1	\$28	\$52	\$81	4 643	1.74
2032						\$1.2	\$27	\$52	\$79	4 643	1.71
2033						\$1.2	\$25	\$52	\$78	4 643	1.68
2034						\$1.2	\$24	\$52	\$77	4 643	1.65
2035						\$1.2	\$22	\$52	\$75	4 643	1.62
2036											
Всего	\$908	\$196	\$1 104	\$839	\$264						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 2.91 (цены 2004 г)

Таблица А5.22: Рогунская ГЭС, Фаза I. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентное изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^a
Базовый Вариант		2.9104		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	3.6380	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	2.9310	0.7%	0.71
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	2.9235	0.5%	0.45
(4) Изменение капзатрат	1%	2.9392	1.0%	0.99

^{a)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.23: Финансовый анализ Рогунской ГЭС, Фазы I и II

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выработ.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2011	\$88	\$4	\$92	\$75	\$16						
2012	\$223	\$18	\$241	\$214	\$27						
2013	\$226	\$39	\$265	\$194	\$71						
2014	\$575	\$76	\$651	\$506	\$145						
2015	\$584	\$127	\$711	\$527	\$184						
2016	\$504	\$91	\$596	\$473	\$123	\$0.9	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2017	\$307	\$129	\$436	\$273	\$163	\$0.9	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2018	\$208	\$154	\$362	\$243	\$119	\$0.9	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2019	\$211	\$178	\$389	\$290	\$99	\$1.0	\$84	\$52	\$137	4 643	2.94
2020						\$2.7	\$279	\$209	\$491	14 157	3.47
2021						\$2.7	\$349	\$209	\$561	14 157	3.96
2022						\$2.8	\$342	\$209	\$554	14 157	3.91
2023						\$2.8	\$335	\$209	\$547	14 157	3.86
2024						\$2.8	\$328	\$209	\$540	14 157	3.82
2025						\$2.9	\$321	\$209	\$533	14 157	3.77
2026						\$2.9	\$477	\$209	\$689	14 157	4.87
2027						\$3.0	\$454	\$209	\$666	14 157	4.70
2028						\$3.0	\$431	\$209	\$643	14 157	4.54
2029						\$3.1	\$408	\$209	\$620	14 157	4.38
2030						\$3.1	\$384	\$209	\$596	14 157	4.21
2031						\$3.2	\$305	\$209	\$517	14 157	3.65
2032						\$3.2	\$287	\$209	\$499	14 157	3.53
2033						\$3.3	\$270	\$209	\$482	14 157	3.40
2034						\$3.3	\$252	\$209	\$464	14 157	3.28
2035						\$3.4	\$234	\$209	\$446	14 157	3.15
Всего	\$2 927	\$816	\$3 743	\$2 795	\$948						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 3.24 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.24: Рогунская ГЭС, Фазы I и II. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра(%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентное изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		3.2388		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	4.0485	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	3.2644	0.8%	0.79
(3) Изменение рент-ти собств. Средств	1%	3.2547	0.5%	0.49
(4) Изменение капзатрат	1%	3.2676	0.9%	0.89

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.25: Финансовый анализ Камбаратинской ГЭС I

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и облс.	Расходы на облс. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выработ.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2012	\$221	\$10	\$230	\$193	\$38						
2013	\$336	\$35	\$370	\$308	\$63						
2014	\$341	\$65	\$406	\$305	\$101						
2015	\$346	\$97	\$443	\$333	\$111						
2016	\$351	\$132	\$483	\$363	\$121						
2017	\$238	\$161	\$398	\$267	\$131						
2018	\$241	\$174	\$415	\$307	\$108						
2019	\$245	\$190	\$435	\$322	\$113						
2020						\$0.9	\$240	\$196	\$437	5 049	8.65
2021						\$0.9	\$240	\$196	\$437	5 049	8.65
2022						\$0.9	\$240	\$196	\$437	5 049	8.65
2023						\$1.0	\$240	\$196	\$437	5 049	8.65
2024						\$1.0	\$240	\$196	\$437	5 049	8.65
2025						\$1.0	\$440	\$196	\$637	5 049	12.61
2026						\$1.0	\$420	\$196	\$617	5 049	12.22
2027						\$1.0	\$400	\$196	\$597	5 049	11.82
2028						\$1.0	\$380	\$196	\$577	5 049	11.43
2029						\$1.0	\$360	\$196	\$557	5 049	11.03
2030						\$1.1	\$340	\$196	\$537	5 049	10.64
2031						\$1.1	\$320	\$196	\$517	5 049	10.24
2032						\$1.1	\$300	\$196	\$497	5 049	9.84
2033						\$1.1	\$280	\$196	\$477	5 049	9.45
2034						\$1.1	\$260	\$196	\$457	5 049	9.05
2035						\$1.1	\$80	\$196	\$277	5 049	5.49
2036						\$1.2	\$76	\$196	\$273	5 049	5.41
2037						\$1.2	\$72	\$196	\$269	5 049	5.33
						\$1.2	\$68	\$196	\$265	5 049	5.26
						\$1.2	\$64	\$196	\$261	5 049	5.18
Всего	\$2 319	\$864	\$3 183	\$2 398	\$785						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 8.54 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.26: Камбаратинская ГЭС I. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		8.5445		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	10.6806	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	8.6143	0.8%	0.82
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	8.5894	0.5%	0.52
(4) Изменение капзатрат	1%	8.6298	1.0%	1.00

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.27: Финансовый анализ Камбаратинской ГЭС II

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и облс.	Расходы на облс. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выработ.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2009	\$61	\$3	\$63	\$52	\$11						
2010	\$93	\$9	\$102	\$83	\$19						
2011	\$94	\$18	\$112	\$82	\$30						
2012	\$64	\$24	\$88	\$55	\$33						
2013						\$0.6	\$27	\$17	\$45	1 105	4.10
2014						\$0.6	\$27	\$17	\$45	1 105	4.10
2015						\$0.6	\$27	\$17	\$45	1 105	4.10
2016						\$0.7	\$27	\$17	\$45	1 105	4.10
2017						\$0.7	\$27	\$17	\$45	1 105	4.10
2018						\$0.7	\$50	\$17	\$68	1 105	6.16
2019						\$0.7	\$48	\$17	\$66	1 105	5.95
2020						\$0.7	\$45	\$17	\$64	1 105	5.75
2021						\$0.7	\$43	\$17	\$61	1 105	5.54
2022						\$0.7	\$41	\$17	\$59	1 105	5.34
2023						\$0.7	\$39	\$17	\$57	1 105	5.14
2024						\$0.7	\$36	\$17	\$54	1 105	4.93
2025						\$0.7	\$34	\$17	\$52	1 105	4.73
2026						\$0.8	\$32	\$17	\$50	1 105	4.52
2027						\$0.8	\$30	\$17	\$48	1 105	4.32
2028						\$0.8	\$9	\$17	\$27	1 105	2.47
2029						\$0.8	\$9	\$17	\$27	1 105	2.43
2030						\$0.8	\$8	\$17	\$26	1 105	2.39
2031						\$0.8	\$8	\$17	\$26	1 105	2.35
2032						\$0.8	\$7	\$17	\$26	1 105	2.31
Всего	\$311	\$54	\$365	\$272	\$93						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 3.95 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.28: Камбаратинская ГЭС II. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентное изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		3.9534		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	4.9418	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	3.9684	0.4%	0.38
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	3.9716	0.5%	0.46
(4) Изменение капзатрат	1%	3.9926	1.0%	0.99

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.29: Финансовый анализ Бишкекской ТЭЦ-II

год	Период строительства					Период эксплуатации						
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Кап. Затраты с доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Затраты на топливо	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выработ.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	Млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2006	\$81	\$3	\$85	\$69	\$16							
2007	\$62	\$9	\$71	\$45	\$26							
2008	\$63	\$14	\$77	\$55	\$22							
2009						\$12.6	\$21	\$17	\$12	\$62	2 355	2.62
2010						\$12.8	\$21	\$17	\$12	\$62	2 355	2.64
2011						\$13.0	\$21	\$17	\$12	\$63	2 355	2.66
2012						\$13.2	\$22	\$17	\$12	\$63	2 355	2.68
2013						\$13.4	\$22	\$17	\$12	\$64	2 355	2.71
2014						\$13.6	\$22	\$31	\$12	\$78	2 355	3.33
2015						\$13.8	\$23	\$30	\$12	\$77	2 355	3.29
2016						\$14.0	\$23	\$28	\$12	\$77	2 355	3.25
2017						\$14.2	\$23	\$27	\$12	\$76	2 355	3.22
2018						\$14.4	\$24	\$25	\$12	\$75	2 355	3.18
2019						\$14.6	\$24	\$24	\$12	\$74	2 355	3.15
2020						\$14.9	\$24	\$23	\$12	\$73	2 355	3.11
2021						\$15.1	\$25	\$21	\$12	\$72	2 355	3.08
2022						\$15.3	\$25	\$20	\$12	\$72	2 355	3.04
2023						\$15.6	\$25	\$18	\$12	\$71	2 355	3.01
2024						\$15.8	\$26	\$6	\$12	\$59	2 355	2.50
2025						\$16.0	\$26	\$5	\$12	\$59	2 355	2.51
2026						\$16.3	\$27	\$5	\$12	\$60	2 355	2.53
2027						\$16.5	\$27	\$5	\$12	\$60	2 355	2.55
2028						\$16.8	\$27	\$5	\$12	\$60	2 355	2.56
2029												
2030												
Всего	\$206	\$27	\$233	\$169	\$64							

Нормированный тариф (цент/кВтч): 2.67 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.30: Бишкекская ТЭЦ-II. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		2.6743		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	3.1178	16.6%	(0.83)
(2) Изменение процентных ставок	1%	2.6822	0.3%	0.30
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	2.6800	0.2%	0.21
(4) Изменение капзатрат	1%	2.6866	0.5%	0.46
(5) Изменение цен на топливо	1%	2.6833	0.3%	0.34

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.31: Финансовый анализ Талимаржанской ГРЭС, Фаза I

год	Период строительства					Период эксплуатации						
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Затраты на топливо	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выработ.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2005	\$102	\$6	\$108	\$85	\$23							
2006						\$8.1	\$48	\$9	\$3	\$68	4 266	1.60
2007						\$8.2	\$49	\$9	\$3	\$69	4 266	1.62
2008						\$8.3	\$50	\$9	\$3	\$70	4 266	1.64
2009						\$8.4	\$51	\$9	\$3	\$71	4 266	1.66
2010						\$8.6	\$51	\$9	\$3	\$72	4 266	1.68
2011						\$8.7	\$52	\$16	\$3	\$80	4 266	1.88
2012						\$8.8	\$53	\$15	\$3	\$80	4 266	1.88
2013						\$9.0	\$54	\$15	\$3	\$80	4 266	1.89
2014						\$9.1	\$55	\$14	\$3	\$81	4 266	1.89
2015						\$9.2	\$55	\$13	\$3	\$81	4 266	1.90
2016						\$9.4	\$56	\$12	\$3	\$81	4 266	1.90
2017						\$9.5	\$57	\$12	\$3	\$81	4 266	1.91
2018						\$9.7	\$58	\$11	\$3	\$82	4 266	1.92
2019						\$9.8	\$59	\$10	\$3	\$82	4 266	1.92
2020						\$10.0	\$60	\$10	\$3	\$82	4 266	1.93
2021						\$10.1	\$61	\$3	\$3	\$77	4 266	1.80
2022						\$10.3	\$62	\$3	\$3	\$78	4 266	1.82
2023						\$10.4	\$63	\$3	\$3	\$79	4 266	1.84
2024						\$10.6	\$63	\$2	\$3	\$80	4 266	1.87
2025						\$10.7	\$64	\$2	\$3	\$81	4 266	1.89
2026						\$10.1	\$61	\$3	\$3	\$77	4 266	1.80
2027						\$10.3	\$62	\$3	\$3	\$78	4 266	1.82
2028						\$10.4	\$63	\$3	\$3	\$79	4 266	1.84
2029						\$10.6	\$63	\$2	\$3	\$80	4 266	1.87
2030						\$10.7	\$64	\$2	\$3	\$81	4 266	1.89
Всего	\$102	\$6	\$108	\$85	\$23							

Нормированный тариф (цент/кВтч): 1.75 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.32: Талимаржанская ГРЭС, Фаза I. Анализ чувствительности

	Процентн. изменение параметра(%)	Нормиров. тариф цент/кВтч	Процентн. изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		1.7490		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	1.8770	7.3%	(0.37)
(2) Изменение процентных ставок	1%	1.7506	0.1%	0.09
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	1.7497	0.0%	0.04
(4) Изменение капзатрат	1%	1.7520	0.2%	0.17
(5) Изменение цен на топливо	1%	1.7614	0.7%	0.71

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.33: Финансовый анализ Талимаржанской ГРЭС, Фаза II

год	Период строительства					Период эксплуатации						
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Затраты на топливо	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выруб.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2009	\$130	\$6	\$136	\$113	\$23							
2010	\$397	\$31	\$428	\$390	\$38							
2011	\$448	\$70	\$518	\$398	\$120							
2012	\$318	\$104	\$422	\$277	\$145							
2013	\$46	\$124	\$170	\$124	\$46							
2014	\$130	\$6	\$136	\$113	\$23							
2015						\$24.2	\$145	\$130	\$75	\$375	12 796	2.93
2016						\$24.6	\$147	\$130	\$75	\$377	12 796	2.95
2017						\$24.9	\$150	\$130	\$75	\$380	12 796	2.97
2018						\$25.3	\$152	\$130	\$75	\$383	12 796	2.99
2019						\$25.7	\$154	\$130	\$75	\$385	12 796	3.01
2020						\$26.1	\$156	\$239	\$75	\$497	12 796	3.88
2021						\$26.5	\$159	\$228	\$75	\$488	12 796	3.82
2022						\$26.9	\$161	\$217	\$75	\$480	12 796	3.75
2023						\$27.3	\$164	\$206	\$75	\$472	12 796	3.69
2024						\$27.7	\$166	\$195	\$75	\$464	12 796	3.63
2025						\$28.1	\$169	\$185	\$75	\$457	12 796	3.57
2026						\$28.6	\$171	\$174	\$75	\$449	12 796	3.51
2027						\$29.0	\$174	\$163	\$75	\$441	12 796	3.45
2028						\$29.4	\$177	\$152	\$75	\$433	12 796	3.38
2029						\$29.9	\$179	\$141	\$75	\$425	12 796	3.32
2030						\$30.3	\$182	\$43	\$75	\$331	12 796	2.59
2031						\$30.8	\$185	\$41	\$75	\$332	12 796	2.59
2032						\$31.3	\$188	\$39	\$75	\$333	12 796	2.60
2033						\$31.7	\$190	\$37	\$75	\$334	12 796	2.61
2034						\$32.2	\$193	\$35	\$75	\$335	12 796	2.62
2035						\$30.3	\$182	\$43	\$75	\$331	12 796	2.59
2036						\$30.8	\$185	\$41	\$75	\$332	12 796	2.59
2037						\$31.3	\$188	\$39	\$75	\$333	12 796	2.60
2038						\$31.7	\$190	\$37	\$75	\$334	12 796	2.61
Всего	\$1 340	\$335	\$1 675	\$1 303	\$372							

Нормированный тариф (цент/кВтч): 2.92 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.34: Талимаржанская ГРЭС, Фаза II. Анализ чувствительности

	Процентн. изменение параметра (%)	Нормиров. тариф цент/кВтч	Процентн. изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		2.9168		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	3.3893	16.2%	(0.81)
(2) Изменение процентных ставок	1%	2.9305	0.5%	0.47
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	2.9258	0.3%	0.31
(4) Изменение капзатрат	1%	2.9340	0.6%	0.59
(5) Изменение цен на топливо	1%	2.9217	0.2%	0.17

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.35: Финансовый анализ проекта реабилитации Экибастузской ГРЭС I

год	Период строительства					Период эксплуатации						
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Затраты на топливо	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выруб.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2008	\$47	\$2	\$49	\$39	\$10							
2009	\$143	\$11	\$154	\$137	\$17							
2010	\$146	\$23	\$169	\$115	\$54							
2011	\$148	\$35	\$183	\$124	\$59							
2012						\$81.4	\$147	\$42	\$25	\$295	11 283	2.62
2013						\$82.7	\$149	\$42	\$25	\$299	11 283	2.65
2014						\$83.9	\$151	\$42	\$25	\$302	11 283	2.68
2015						\$85.2	\$154	\$42	\$25	\$306	11 283	2.71
2016						\$86.5	\$156	\$42	\$25	\$310	11 283	2.74
2017						\$87.8	\$158	\$76	\$25	\$348	11 283	3.08
2018						\$89.1	\$161	\$73	\$25	\$348	11 283	3.09
2019						\$90.5	\$163	\$69	\$25	\$349	11 283	3.09
2020						\$91.9	\$166	\$66	\$25	\$349	11 283	3.09
2021						\$93.3	\$168	\$62	\$25	\$349	11 283	3.10
2022						\$94.7	\$171	\$59	\$25	\$350	11 283	3.10
2023						\$96.1	\$173	\$55	\$25	\$350	11 283	3.11
2024						\$97.6	\$176	\$52	\$25	\$351	11 283	3.11
2025						\$99.1	\$179	\$49	\$25	\$352	11 283	3.12
2026						\$100.6	\$181	\$45	\$25	\$353	11 283	3.12
2027						\$102.1	\$184	\$14	\$25	\$326	11 283	2.89
2028						\$103.7	\$187	\$13	\$25	\$329	11 283	2.92
2029						\$105.2	\$190	\$12	\$25	\$333	11 283	2.95
2030						\$106.8	\$193	\$12	\$25	\$337	11 283	2.99
2031						\$108.5	\$196	\$11	\$25	\$341	11 283	3.02
2032												
2033												
Всего	\$484	\$71	\$555	\$416	\$140							

Нормированный тариф (цент/кВтч): 2.66 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.36: Проект реабилитации Экибастузской ГРЭС-1. Анализ чувствительности

	Процентн. изменение параметра (%)	Нормиров. тариф цент/кВтч	Процентн. изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		2.6617		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	2.9956	12.5%	(0.63)
(2) Изменение процентных ставок	1%	2.6665	0.2%	0.18
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	2.6649	0.1%	0.12
(4) Изменение капзатрат	1%	2.6677	0.2%	0.23
(5) Изменение цен на топливо	1%	2.6750	0.5%	0.50

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.37: Финансовый анализ нового экибастузского проекта, Казахстан

год	Период строительства					Период эксплуатации						
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и облс.	Затраты на топливо	Расходы на облс. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем выраб.	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
2006	\$197	\$8	\$205	\$169	\$36							
2007	\$200	\$25	\$225	\$164	\$60							
2008	\$270	\$46	\$316	\$250	\$66							
2009	\$274	\$71	\$345	\$252	\$93							
2010	\$209	\$93	\$302	\$200	\$102							
2011	\$212	\$112	\$324	\$235	\$89							
2012						\$42	\$99	\$127	\$88	\$356	6 850	5.20
2013						\$42	\$101	\$127	\$88	\$358	6 850	5.23
2014						\$43	\$102	\$127	\$88	\$360	6 850	5.26
2015						\$44	\$104	\$127	\$88	\$363	6 850	5.29
2016						\$44	\$105	\$127	\$88	\$365	6 850	5.33
2017						\$45	\$107	\$233	\$88	\$473	6 850	6.90
2018						\$46	\$109	\$222	\$88	\$465	6 850	6.78
2019						\$46	\$110	\$212	\$88	\$456	6 850	6.66
2020						\$47	\$112	\$201	\$88	\$448	6 850	6.54
2021						\$48	\$114	\$190	\$88	\$440	6 850	6.42
2022						\$48	\$115	\$180	\$88	\$432	6 850	6.31
2023						\$49	\$117	\$169	\$88	\$424	6 850	6.19
2024						\$50	\$119	\$159	\$88	\$416	6 850	6.07
2025						\$51	\$121	\$148	\$88	\$408	6 850	5.95
2026						\$51	\$123	\$138	\$88	\$400	6 850	5.84
2027						\$52	\$124	\$42	\$88	\$307	6 850	4.48
2028						\$53	\$126	\$40	\$88	\$308	6 850	4.49
2029						\$54	\$128	\$38	\$88	\$308	6 850	4.50
2030						\$55	\$130	\$36	\$88	\$309	6 850	4.51
2031						\$55	\$132	\$34	\$88	\$310	6 850	4.52
Всего	\$1 361	\$356	\$1 717	\$1 270	\$447							

Нормированный тариф (цент/кВтч): 5.05 (в ценах 2004 г.)

Таблица А5.38: Новый экибастузский проект, Казахстан. Анализ чувствительности

	Процентн. изменение параметра (%)	Нормиров. тариф цент/кВтч	Процентн. изменение норм. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		5.0468		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	5.6524	12.0%	(0.60)
(2) Изменение процентных ставок	1%	5.0700	0.5%	0.46
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	5.0720	0.5%	0.50
(4) Изменение капзатрат	1%	5.0766	0.6%	0.59
(5) Изменение цен на топливо	1%	5.0614	0.3%	0.29

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.39: Финансовый анализ проекта ЛЭП Сурхан-Машхад

	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-ва	Общий отток ден. ср-ва	Объем передачи	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
год 1	\$86	\$4	\$89	\$72	\$17						
год 2	\$139	\$13	\$152	\$123	\$29						
год 3	\$124	\$24	\$148	\$98	\$50						
год 4						\$0.3	\$29	\$17	\$47	9 440	0.49
год 5						\$0.3	\$29	\$17	\$47	9 440	0.49
год 6						\$0.3	\$29	\$17	\$47	9 440	0.49
год 7						\$0.3	\$29	\$17	\$47	9 440	0.49
год 8						\$0.3	\$29	\$17	\$47	9 440	0.49
год 9						\$0.3	\$54	\$17	\$71	9 440	0.75
год 10						\$0.3	\$51	\$17	\$69	9 440	0.73
год 11						\$0.3	\$49	\$17	\$66	9 440	0.70
год 12						\$0.3	\$47	\$17	\$64	9 440	0.68
год 13						\$0.3	\$44	\$17	\$61	9 440	0.65
год 14						\$0.4	\$42	\$17	\$59	9 440	0.62
год 15						\$0.4	\$39	\$17	\$56	9 440	0.60
год 16						\$0.4	\$37	\$17	\$54	9 440	0.57
год 17						\$0.4	\$34	\$17	\$52	9 440	0.55
год 18						\$0.4	\$32	\$17	\$49	9 440	0.52
год 19						\$0.4	\$10	\$17	\$27	9 440	0.29
год 20						\$0.4	\$9	\$17	\$27	9 440	0.28
год 21						\$0.4	\$9	\$17	\$26	9 440	0.28
год 22						\$0.4	\$8	\$17	\$26	9 440	0.27
год 23						\$0.4	\$8	\$17	\$25	9 440	0.27
Всего	\$225	\$41	\$266	\$170	\$96						

Нормированный тариф (цент/кВтч) 0.54

Таблица А5.40: ЛЭП Сурхан-Машхад. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		0.5075		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	0.6344	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	0.5106	0.6%	0.61
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	0.5094	0.4%	0.38
(4) Изменение капзатрат	1%	0.5125	1.0%	0.99

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.41: Финансовый анализ проекта ЛЭП Кандагар-Карачи

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем передачи	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
год 1	\$85	\$3	\$88	\$59	\$29						
год 2	\$200	\$14	\$215	\$166	\$48						
год 3						\$0.2	\$23	\$13	\$36	3 824	0.94
год 4						\$0.2	\$23	\$13	\$36	3 824	0.94
год 5						\$0.2	\$23	\$13	\$36	3 824	0.94
год 6						\$0.2	\$23	\$13	\$36	3 824	0.94
год 7						\$0.2	\$23	\$13	\$36	3 824	0.94
год 8						\$0.2	\$41	\$13	\$55	3 824	1.43
год 9						\$0.2	\$39	\$13	\$53	3 824	1.38
год 10						\$0.2	\$38	\$13	\$51	3 824	1.33
год 11						\$0.2	\$36	\$13	\$49	3 824	1.28
год 12						\$0.2	\$34	\$13	\$47	3 824	1.23
год 13						\$0.2	\$32	\$13	\$45	3 824	1.18
год 14						\$0.2	\$30	\$13	\$43	3 824	1.13
год 15						\$0.2	\$28	\$13	\$41	3 824	1.08
год 16						\$0.2	\$26	\$13	\$40	3 824	1.04
год 17						\$0.3	\$24	\$13	\$38	3 824	0.99
год 18						\$0.3	\$15	\$13	\$28	3 824	0.74
год 19						\$0.3	\$6	\$13	\$20	3 824	0.52
год 20						\$0.3	\$6	\$13	\$19	3 824	0.51
год 21						\$0.3	\$6	\$13	\$19	3 824	0.50
год 22						\$0.3	\$5	\$13	\$19	3 824	0.49
Всего	\$285	\$17	\$302	\$225	\$77						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 1.03

Таблица А5.42: ЛЭП Кандагар-Карачи. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		0.9839		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	1.2299	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	0.9892	0.5%	0.54
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	0.9876	0.4%	0.37
(4) Изменение капзатрат	1%	0.9937	1.0%	0.99

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.43: Финансовый анализ проекта ЛЭП Кабул-Кандагар

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем передачи	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
год 1	\$51	\$2	\$53	\$35	\$17						
год 2	\$120	\$9	\$129	\$100	\$29						
год 3						\$0.1	\$14	\$8	\$21	4 872	0.44
год 4						\$0.1	\$14	\$8	\$21	4 872	0.44
год 5						\$0.1	\$14	\$8	\$21	4 872	0.44
год 6						\$0.1	\$14	\$8	\$21	4 872	0.44
год 7						\$0.1	\$14	\$8	\$21	4 872	0.44
год 8						\$0.1	\$25	\$8	\$33	4 872	0.67
год 9						\$0.1	\$24	\$8	\$32	4 872	0.65
год 10						\$0.1	\$23	\$8	\$31	4 872	0.63
год 11						\$0.1	\$21	\$8	\$29	4 872	0.60
год 12						\$0.1	\$20	\$8	\$28	4 872	0.58
год 13						\$0.1	\$19	\$8	\$27	4 872	0.56
год 14						\$0.1	\$18	\$8	\$26	4 872	0.53
год 15						\$0.1	\$17	\$8	\$25	4 872	0.51
год 16						\$0.1	\$16	\$8	\$24	4 872	0.49
год 17						\$0.1	\$15	\$8	\$23	4 872	0.46
год 18						\$0.1	\$5	\$8	\$12	4 872	0.26
год 19						\$0.1	\$4	\$8	\$12	4 872	0.25
год 20						\$0.1	\$4	\$8	\$12	4 872	0.25
год 21						\$0.1	\$4	\$8	\$12	4 872	0.24
год 22						\$0.1	\$4	\$8	\$12	4 872	0.24
Всего	\$171	\$10	\$182	\$135	\$46						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 049

Таблица А5.44: ЛЭП Кабул-Кандагар. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		0.4636		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	0.5795	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	0.4661	0.5%	0.54
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	0.4653	0.4%	0.37
(4) Изменение капзатрат	1%	0.4698	1.3%	1.34

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.45: Финансовый анализ проекта ЛЭП Алматы-Урумчи

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем передачи	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
год 1	\$104	\$4	\$108	\$86	\$22						
год 2	\$169	\$16	\$185	\$148	\$37						
год 3	\$150	\$29	\$179	\$116	\$63						
год 4						\$0.4	\$35	\$22	\$57	9 540	0.60
год 5						\$0.4	\$35	\$22	\$57	9 540	0.60
год 6						\$0.4	\$35	\$22	\$57	9 540	0.60
год 7						\$0.4	\$35	\$22	\$57	9 540	0.60
год 8						\$0.4	\$35	\$22	\$57	9 540	0.60
год 9						\$0.4	\$64	\$22	\$87	9 540	0.91
год 10						\$0.4	\$61	\$22	\$84	9 540	0.88
год 11						\$0.5	\$58	\$22	\$81	9 540	0.85
год 12						\$0.5	\$55	\$22	\$78	9 540	0.82
год 13						\$0.5	\$53	\$22	\$75	9 540	0.78
год 14						\$0.5	\$50	\$22	\$72	9 540	0.75
год 15						\$0.5	\$47	\$22	\$69	9 540	0.72
год 16						\$0.5	\$44	\$22	\$66	9 540	0.69
год 17						\$0.5	\$41	\$22	\$63	9 540	0.66
год 18						\$0.5	\$38	\$22	\$60	9 540	0.63
год 19						\$0.5	\$12	\$22	\$34	9 540	0.36
год 20						\$0.5	\$11	\$22	\$33	9 540	0.35
год 21						\$0.5	\$11	\$22	\$33	9 540	0.34
год 22						\$0.5	\$10	\$22	\$32	9 540	0.34
год 23						\$0.5	\$9	\$22	\$32	9 540	0.33
Всего	\$422	\$50	\$472	\$350	\$122						

Нормированный тариф (цент/кВтч): 0.72

Таблица А5.46: ЛЭП Алматы-Урумчи. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра(%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Проценти. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		0.6176		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	0.7720	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	0.6212	0.6%	0.59
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	0.6200	0.4%	0.39
(4) Изменение капзатрат	1%	0.6237	1.0%	0.99

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.47: Финансовый анализ проекта ЛЭП Кабул-Тарбела

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем передачи	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
год 1	\$32	\$1	\$33	\$22	\$11						
год 2	\$76	\$5	\$82	\$64	\$18						
год 3						\$0.10	\$9	\$5	\$14	2 946	0.46
год 4						\$0.11	\$9	\$5	\$14	2 946	0.46
год 5						\$0.11	\$9	\$5	\$14	2 946	0.46
год 6						\$0.11	\$9	\$5	\$14	2 946	0.46
год 7						\$0.11	\$9	\$5	\$14	2 946	0.46
год 8						\$0.11	\$16	\$5	\$21	2 946	0.71
год 9						\$0.11	\$15	\$5	\$20	2 946	0.68
год 10						\$0.12	\$14	\$5	\$19	2 946	0.66
год 11						\$0.12	\$14	\$5	\$19	2 946	0.63
год 12						\$0.12	\$13	\$5	\$18	2 946	0.61
год 13						\$0.12	\$12	\$5	\$17	2 946	0.59
год 14						\$0.12	\$11	\$5	\$17	2 946	0.56
год 15						\$0.12	\$11	\$5	\$16	2 946	0.54
год 16						\$0.13	\$10	\$5	\$15	2 946	0.51
год 17						\$0.13	\$9	\$5	\$14	2 946	0.49
год 18						\$0.13	\$3	\$5	\$8	2 946	0.27
год 19						\$0.13	\$3	\$5	\$8	2 946	0.27
год 20						\$0.13	\$3	\$5	\$8	2 946	0.26
год 21						\$0.14	\$2	\$5	\$8	2 946	0.26
год 22						\$0.14	\$2	\$5	\$7	2 946	0.25
Всего	\$109	\$7	\$115	\$86	\$29						
Нормированный тариф (цент/кВтч) 0.51											

Таблица А5.48: ЛЭП Кабул-Тарбела. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		0.4878		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	0.6098	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	0.4905	0.5%	0.54
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	0.4896	0.4%	0.37
(4) Изменение капзатрат	1%	0.4927	1.0%	0.99

^а) Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Таблица А5.49: Финансовый анализ проекта ЛЭП Сурхан-Кабул

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Объем передачи	Ежегодн. тариф
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	цент/кВтч
год 1	\$46	\$2	\$48	\$30	\$18						
год 2	\$125	\$9	\$134	\$104	\$30						
год 3						\$0.20	\$14	\$8	\$22	4 865	0.46
год 4						\$0.21	\$14	\$8	\$22	4 865	0.46
год 5						\$0.21	\$14	\$8	\$22	4 865	0.46
год 6						\$0.21	\$14	\$8	\$23	4 865	0.46
год 7						\$0.22	\$14	\$8	\$23	4 865	0.46
год 8						\$0.22	\$26	\$8	\$34	4 865	0.70
год 9						\$0.22	\$25	\$8	\$33	4 865	0.68
год 10						\$0.23	\$24	\$8	\$32	4 865	0.65
год 11						\$0.23	\$22	\$8	\$31	4 865	0.63
год 12						\$0.23	\$21	\$8	\$30	4 865	0.61
год 13						\$0.24	\$20	\$8	\$28	4 865	0.58
год 14						\$0.24	\$19	\$8	\$27	4 865	0.56
год 15						\$0.24	\$18	\$8	\$26	4 865	0.53
год 16						\$0.25	\$16	\$8	\$25	4 865	0.51
год 17						\$0.25	\$15	\$8	\$24	4 865	0.48
год 18						\$0.25	\$5	\$8	\$13	4 865	0.27
год 19						\$0.26	\$4	\$8	\$13	4 865	0.26
год 20						\$0.26	\$4	\$8	\$13	4 865	0.26
год 21						\$0.27	\$4	\$8	\$12	4 865	0.25
год 22						\$0.27	\$4	\$8	\$12	4 865	0.25
Всего	\$171	\$11	\$182	\$134	\$48						

Нормированный тариф (цент/кВтч) 0.51

Таблица А5.50: ЛЭП Сурхан-Кабул. Анализ чувствительности

	Процентное изменение параметра (%)	Нормированный тариф цент/кВтч	Процентн. изменение нормиров. тарифа (%)	Индекс чувствительности ^а
Базовый Вариант		0.5061		
Значения чувствительности				
(1) Изменение объема выработки	-20%	0.6320	25.0%	(1.25)
(2) Изменение процентных ставок	1%	0.5087	0.5%	0.54
(3) Изменение рент-ти собств. средств	1%	0.5078	0.4%	0.37
(4) Изменение капзатрат	1%	0.5111	1.0%	0.99

^{а)} Индекс чувствительности равняется процентному изменению параметра, поделенному на процентное изменение Нормированного тарифа.

Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Концептуальные Подходы к Образованию Водно-энергетического Консорциума

Концептуальные Подходы Экспертов
Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Таджикистана и Узбекистана
к Созданию Водно-энергетического Консорциума

Нижеследующие базовые концептуальные подходы предложены в целях исполнения распоряжений глав Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Таджикистана и Узбекистана, изданных 5-6 июля 2003 г., по вопросам создания Международного Водно-энергетического Консорциума (далее по тексту МВЭК):

1. Условия Создания

МВЭК создается на основании межправительственного соглашения, в котором каждая из стран-членов определяет учредителей МВЭК. Необходимо, чтобы Правительствами стран-участниц МВЭК были созданы условия, необходимые для обеспечения равноправного участия в Консорциуме соответствующих учредителей;

МВЭК является юридическим лицом, с уставом, юридическим адресом, расчетным и валютным счетами, а равно иными атрибутами межгосударственной организации. В своей деятельности МВЭК руководствуется законами страны назначения;

Общее управление МВЭК будет осуществляться Советом (или Правлением) полномочных представителей Консорциума, образуемым с равным представлением всех участвующих сторон. Каждая из сторон имеет равное право голоса в процессе принятия решений. Решения принимаются при условии полного согласия сторон;

Распределение водных ресурсов в рамках Международного Водно-энергетического Консорциума будет производиться в экономических интересах стран-членов организации «Центрально-азиатское сотрудничество» (ЦАС);

Все страны обязаны выполнять общие требования в отношении трансграничных рек;

Правовой статус, стартовые условия и размер уставного фонда определяются – наряду с иными условиями создания Консорциума – межправительственным соглашением;

При использовании трансграничных водных путей на всей территории Консорциума, страны-участницы обязаны предпринимать все надлежащие меры для предотвращения нанесения ущерба другим странам, в соответствии с принципами и нормами международного права.

2. Цели и Задачи

- (а) Обеспечение оптимального соотношения между энергетическим и ирригационными режимами эксплуатации каскадов водохранилищ в течение ежегодных и многолетних циклов, с учетом сбалансированного соотношения топливно-энергетических ресурсов стран-участниц МВЭК;

- (b) Обеспечение исполнения международного соглашения стран-участниц Организации ЦАС по вопросам обеспечения источников воды, энергоносителей и электроэнергии;
- (c) Привлечение инвестиций для реконструкции существующих и строительства новых водохозяйственных и гидроэнергетических сооружений в целях развития и эффективного использования водного и энергетического потенциала региона;
- (d) Создание условий для производства и технологического сотрудничества водохозяйственных и топливно-энергетических секторов, расширения их экспортного потенциала и внедрения инновационных технологий;
- (e) На Консорциум также могут возлагаться иные функции, определяемые межгосударственными и межправительственными соглашениями.

3. Основные Направления Деятельности

Координация совместной деятельности водохозяйственных и топливно-энергетических субъектов стран-участниц в области рационального и эффективного использования водных и энергетических ресурсов в пределах компетенции, установленной учредителями;

Создание условий для обеспечения экономической и эффективной деятельности энергетических систем, использования преимуществ параллельной деятельности, установленных режимов эксплуатации водохранилищ, межгосударственных поставок топливно-энергетических ресурсов, а также для обеспечения потоков электроэнергии в объемах, определяемых договорами и соглашениями;

Составление предложений о согласовании законодательств, усовершенствования правовых основ, разрешающих реализации субъектами своей деятельности исходя из единой законодательной основы в области рационального использования водных и энергетических ресурсов при условии соблюдения международного права;

Проведение инвестиционной политики, направленной на строительство новых (Рогунская гидроэлектростанция в Таджикистане; Камбаратинская гидроэлектростанция в Кыргызстане и другие объекты) и восстановление и модернизацию существующих объектов;

Взаимодействие с межгосударственными и межправительственными органами, а также с государственными организациями и хозяйствующими субъектами стран-участниц Консорциума;

Обеспечение функционирования согласованного механизма взаимозачетов и платежей за межгосударственные потоки электроэнергии и поставку топливно-энергетических ресурсов;

Участие в составлении межгосударственных и межправительственных соглашений о развитии сотрудничества в области электроэнергетики и водного хозяйства;

На Консорциум также могут возлагаться иные функции, определяемые межгосударственными и межправительственными соглашениями.

За Группу Экспертов от Республики Казахстан

За Группу Экспертов от Кыргызской Республики

За Группу Экспертов от Таджикистана

За Группу Экспертов от Узбекистана

Мнения и Предложения Республики Узбекистан (в письменной форме)

Амударья и Нарын-Сырдарья являются трансграничными реками. Любое изменение гидрологических режимов этих рек, обусловленных ранее утвержденными документами по вопросам распределения водных ресурсов, является нарушением режима использования каскада водных резервуаров. В этой связи, необходимо согласование таких вопросов с другими странами.

При создании МВЭК вопрос о взимании платы за водные ресурсы не рассматривался, в силу чего не допускается распределение водных ресурсов в коммерческих целях.

<подпись>

1.04.2004

Предложения национальных экспертов:

- Необходимо создать региональную рабочую группу для проработки деталей технико-экономического обоснования и механизмов финансирования с учетом вопросов сотрудничества связанных секторов, исследования правовой базы и определения долей участия в данном Консорциуме каждой из сторон, участвующих в Организации ЦАС;
- При составлении технико-экономического обоснования также необходимо предусмотреть принцип финансирования создаваемого уставного фонда, принцип экономической выгоды от деятельности консорциума, а также принцип распределения получаемой выгоды;
- Необходимо обратиться к международному финансовому институту с просьбой об оказании практической и технической помощи, а также, если потребуется, и финансовой помощи для составления технико-экономического обоснования создания консорциума.

Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии

Гидроэлектростанция «Теун-Хинбун» - Лаос

Гидроэлектростанция «Теун-Хинбун» представляет собой схему межбассейновой электропередачи в Лаосской Народно-Демократической Республике (НДР Лаос), предназначенную для экспорта электроэнергии в соседний Таиланд. Основная задача данной гидроэлектростанции заключалась в обеспечении поддержки экономического роста НДР Лаос за счет увеличения поступлений иностранной валюты в результате экспорта электроэнергии в Таиланд. Данная гидроэлектростанция производит межбассейновую переброску речного стока (100 м³/сек) из бассейна реки Нам-Теун в бассейн реки Нам-Хинбун (отсюда и название станции) через подводный туннель (протяженностью 5,2 км) на электростанцию, расположенную на 240 м. ниже уровня водохранилища, образованного плотиной, возведенной на реке Нам-Теун. Мощность станции составляет 210 МВт; потенциал среднегодового производства электроэнергии составляет 1 645 ГВтч.

Данная гидроэлектростанция является наглядным примером сотрудничества между государственным и частным сектором, а равно и примером долевого участия импортеров электроэнергии и производящей компании. Общая ориентировочная стоимость проекта в размере 240 млн. Долл. США была профинансирована на 45% из собственных средств и на 54% из заемных средств. 60% собственного капитала были обеспечены Правительством НДР Лаос через посредство государственной энергосистемы «Electricity du Laos» (EdL). Другими инвесторами, входящими в консорциум, являются: таиландская «MDX Lao Company Ltd.» (20%); и шведская «Nordic Hydropower AB» (20%), которая сама является консорциумом, в который входят два крупнейших в скандинавских странах гидроэнергетических субъекта – норвежский «Statkraft» и шведский «Vattenfall» – каждый из которых имеет равную долю в «Nordic Hydropower». Заемные средства представлены правительственными ссудами, коммерческими займами и экспортными кредитами. Азиатский Банк Развития частично профинансировал принадлежащий Правительству НДР Лаос субъект в рамках своей ссуды в размере 60 млн. долл. США с небольшим процентом и на большой срок.

Электроэнергия реализуется Органу по производству электроэнергии Таиланда (EGAT) на основании 25-летнего Соглашения о покупке электроэнергии, заключенного по принципу, обязывающему покупателя принимать товар или выплачивать неустойку, согласно которому EGAT обязуется приобрести 95% от общего доступного объема электроэнергии на гидроэлектростанции.



Рисунок А8.1: Структура Собственности Электростанции «Теун-Синбун»

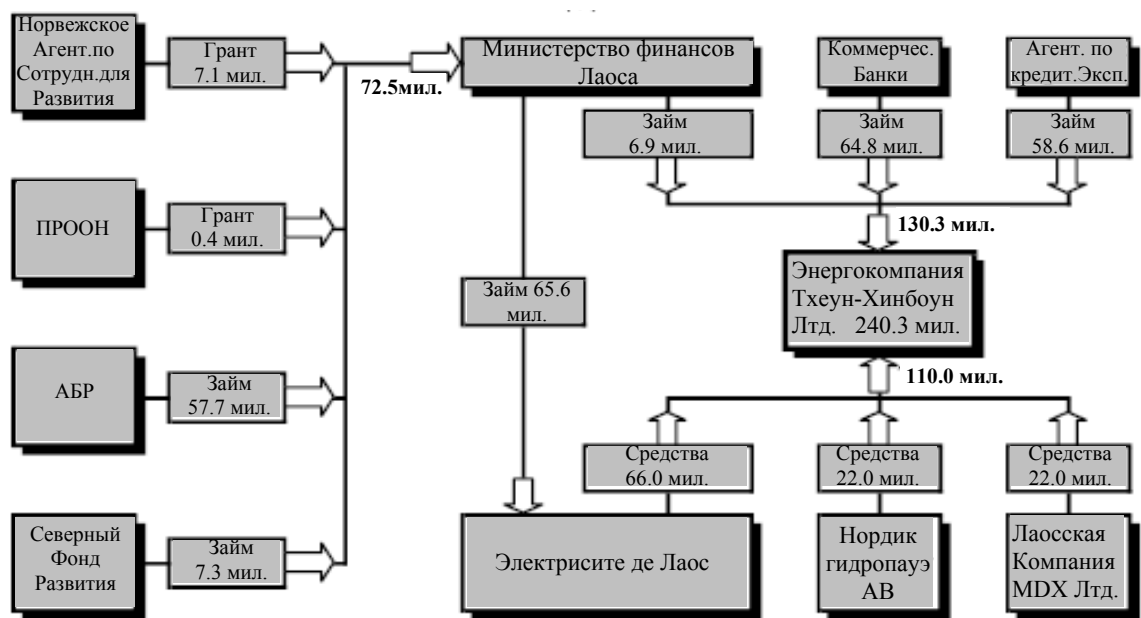


Рисунок А8.2: Финансовая Структура Электростанции «Теун-Синбун»

Центральная Азия
Исследование Регионального Потенциала Экспорта Электроэнергии
Варианты Разгрузки Энергетической Южной Части Системы Центральной Азии

В настоящее время Таджикистан поставляет электроэнергию из южных районов в северные районы и далее в Казахстан через территорию Узбекистана. Узбекистан часто предъявляет требования к ограничению объемов передачи. Эти ограничения могут быть усилены после того, как Талимаржанская ГРЭС будет включена в работу. В этой связи, Таджикистан рассматривает варианты передачи электроэнергии, производимой на юге страны, в северные районы и за свои пределы.

Одним из таких вариантов является строительство линии электропередачи 500 кВ с севера на юг с подстанции Регар в северные районы Таджикистана. В то же самое время, Кыргызская Республика и Таджикистан приняли решение об объединении своих энергосистем в Ферганской долине и в настоящее время строят линию электропередачи 220 кВ протяженностью 54 км между Баткеном (Кыргызская Республика) и Канибадамом (Таджикистан).

В виду ожидаемого увеличения потребления в регионе, появления новых источников выработки электроэнергии (например, Сангтуда I) и выхода на новые рынки (например, Россия и Афганистан) на сезонной основе, имеет смысл рассмотреть возможность соединения Токтогульского каскада (Кыргызская Республика) с Нурекским каскадом (Таджикистан). Из этого проекта можно было бы извлечь двойную пользу: разгрузить южную Центрально-азиатскую энергетическую систему и расширить экспорт на сезонной основе.

Ключевым элементом для завершения работ по созданию соединения «Нарын-Нурек» является линия электропередачи «Юг-Север» (Таджикистан), соединяющая Нурек и Хужанд. Кроме этого, также необходимо произвести следующую работу по усовершенствованию соответствующей системы 220 кВ в Таджикистане и Кыргызской Республике: (см. Рисунок А8.1 с обозначением названных участков):

- Построить ЛЭП 220 кВ [a] между подстанциями Айгуль-Таш (Баткен, Кыргызстан) и Канибадам (Таджикистан). Подстанция Канибадам связана с электроэнергетической системой южного Таджикистана ЛЭП 220 и 110 кВ [b];
- Построить новую подстанцию Датка 500/220 кВ в Кыргызстане [c]. В рамках первой фазы подстанция Датка может быть построена в составе РУ 220 кВ;
- Построить ответвление 220 кВ протяженностью 80 км. [d] от подстанции Датка до ЛЭП 220 кВ Курпсай-Кристал;
- Построить ответвление 220 кВ протяженностью 6 км. [e] от подстанции Датка до ЛЭП 220 кВ Курпсай-Октябрьская;
- Построить новую ЛЭП 220 кВ протяженностью 120 км [f] Ош-Датка; и
- Построить ответвление протяженностью 30 км. [g] от подстанции Алай до ЛЭП 220 кВ Ош-Лочин (Узбекистан).

Кыргызское и таджикское правительства уже ведут строительство первой из вышеозначенных линий электропередачи с использованием собственных ресурсов. По остальным элементам необходимо изыскать финансирование и приступить к строительным

работам. По этим элементам также рассматривается ряд альтернативных конфигураций. Эти аспекты потребуются изучить дополнительно и более подробно.

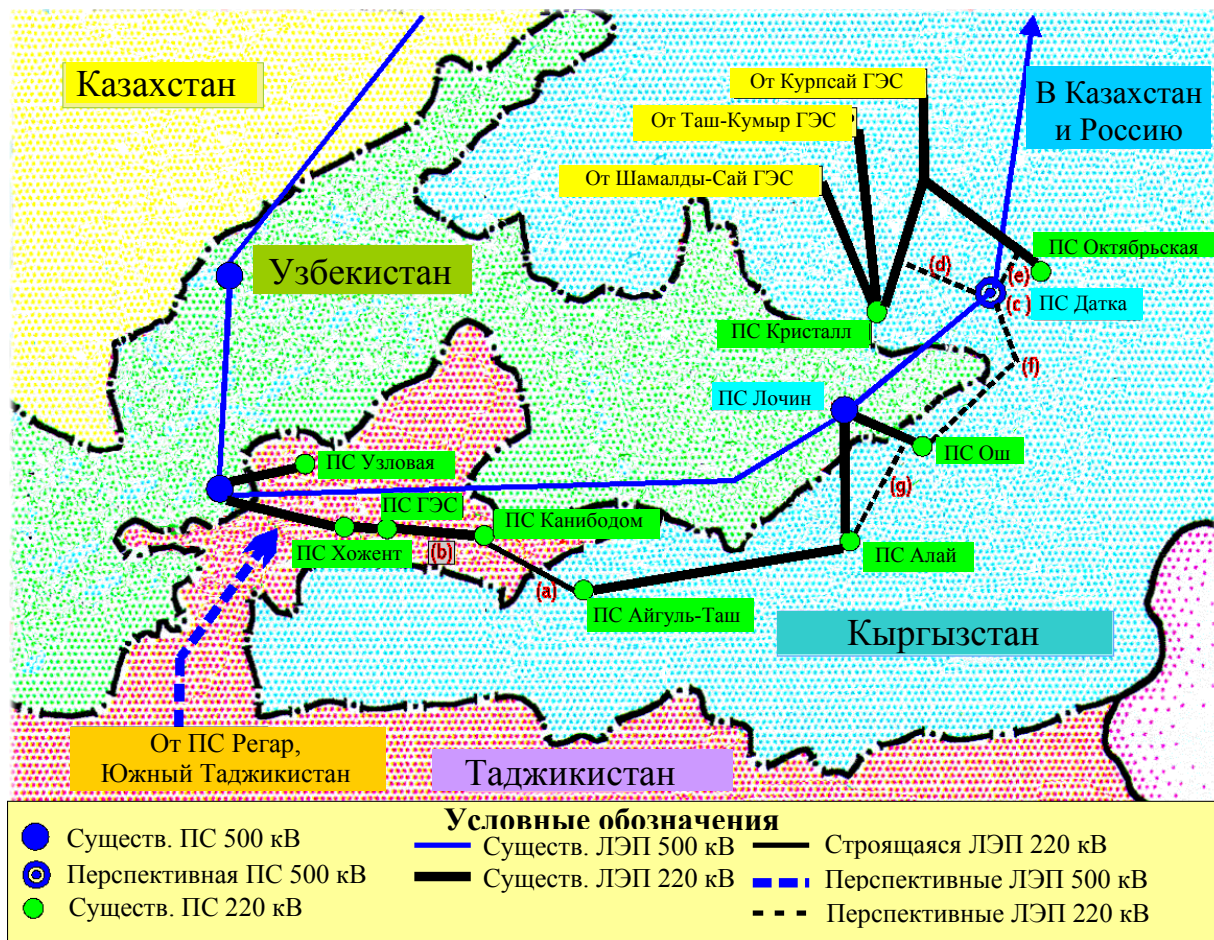


Рисунок А8.1: Таджикистан: ЛЭП 500 кВ «Север-Юг» и разгрузка южной части системы Центральной Азии

Таджикистан: Оценка ЛЭП «Север-Юг»

Данная линия электропередачи должна стать ключевым (и наиболее дорогостоящим) элементом межсистемного звена Нарын-Нурек. Ориентировочные капитальные затраты на строительство линии протяженностью 350 км и новой подстанции, а также на реабилитацию одной действующей подстанции, составляют 145,6 млн. долл. США. Строительство может быть завершено в течение трех лет. Консервативно предполагается, что данная линия будет служить для ежегодной передачи 3 000 ГВтч, даже несмотря на то, что – по данным «Fichtner International» – максимальный ежегодная пропускная способность такой линии, в действительности, составляет 8 300 ГВтч. Предполагается, что потери в электрической сети или линии электропередачи составляют 1,4%, а потери на подстанциях составляют 0,4%. Также предполагается, что дополнительные расходы на эксплуатацию и обслуживание составляют 0,05% от объема капитальных затрат. В таком случае, предположительный средний уровень дополнительных издержек передачи составляет 0,63 цента/кВтч (см. Таблицу А8.1). При вероятных первоначальных уровнях нагрузки (около 3 600 ГВтч/год), дополнительные издержки должны будут сократиться до 0,53 цента.

Таблица А8.1: Таджикистан. ЛЭП 500 кВ «Север-Юг».
Средние дополнительные издержки передачи электроэнергии

год	Капит. инвестиции (% от общ. объема)	Доп. передача (ГВтч)	Капит. инвестиции (млн. \$)	Доп. расх. на экспл. и обслуж. (млн. \$)	Совокупные расходы на эксплуатацию и обслуживание (млн. \$)	Всего доп. затраты (млн. \$)	Доп. объем выработки (ГВтч)
год 1						0	
год 2	30		43.67	0.02	0.02	43.69	0
год 3	40		58.22	0.03	0.05	58.27	0
год 4	30	900	43.67	0.02	0.07	43.74	884
год 5		2100			0.07	0.07	2946
год 6					0.07	0.07	2946
год 7					0.07	0.07	2946
год 8					0.07	0.07	2946
год 9					0.07	0.07	2946
год 10					0.07	0.07	2946
год 11					0.07	0.07	2946
год 12					0.07	0.07	2946
год 13					0.07	0.07	2946
год 14					0.07	0.07	2946
год 15					0.07	0.07	2946
год 16					0.07	0.07	2946
год 17					0.07	0.07	2946
год 18					0.07	0.07	2946
год 19					0.07	0.07	2946
год 20					0.07	0.07	2946
год 21					0.07	0.07	2946
год 22					0.07	0.07	2946
год 23					0.07	0.07	2946
Текущая Стоимость (23 года)							
Дополнительные затраты (млн. долл. США)						121.2	
Дополнительный объем продаж (млн кВтч)						191790	
Средние дополнительные затраты передачи (цент/кВтч)						0.63	

Источник Данных: Отчет БТ

Исходя из допущений о финансировании, аналогичных тем, которые были использованы в рамках данного отчета для целей финансового анализа по всем прочим линиям передачи электроэнергии на экспорт, необходимый для обслуживания такой линии нормированный тариф на передачу электроэнергии должен будет составлять 0,92 цента/кВтч (см. Таблицу А8.2).

**Таблица А8.2: Таджикистан. ЛЭП 500 кВ «Север-Юг».
Расчеты Нормированного Тарифа**

год	Период строительства					Период эксплуатации					
	Капзатраты без доп. расх.	Доп. расх.	Капзатраты с учетом доп. расх.	Заемн. ср-ва	Собств. ср-ва	Расходы на эксп. и обл.	Расходы на обл. долга	Рент-ть собств. ср-тв	Общий отток ден. ср-тв	Чистый объем передачи	Ежегодн. тариф цент/кВтч
	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	млн. \$	ГВтч	
год 1	50	2	52	35	17						
год 2	68	6	74	45	29						
год 3	52	9	61	20	41						
год 4						0.02	10	15	26	2 946	0.87
год 5						0.02	10	15	26	2 946	0.87
год 6						0.02	10	15	26	2 946	0.87
год 7						0.02	10	15	26	2 946	0.87
год 8						0.02	18	15	34	2 946	1.15
год 9						0.02	18	15	33	2 946	1.12
год 10						0.02	17	15	32	2 946	1.10
год 11						0.02	16	15	31	2 946	1.07
год 12						0.02	15	15	31	2 946	1.04
год 13						0.02	14	15	30	2 946	1.01
год 14						0.02	13	15	29	2 946	0.98
год 15						0.02	13	15	28	2 946	0.95
год 16						0.02	12	15	27	2 946	0.92
год 17						0.02	11	15	26	2 946	0.90
год 18						0.03	3	15	19	2 946	0.64
год 19						0.03	3	15	19	2 946	0.63
год 20						0.03	3	15	19	2 946	0.63
год 21						0.03	3	15	18	2 946	0.62
год 22						0.03	3	15	18	2 946	0.62
год 23						0.03	3	15	18	2 946	0.62
Всего	171	17	187	101	86						
Нормированный тариф (цент/кВтч): 0.92											