

ЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСТАНА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Давыдов И. А., Стамалиев А.К.

Министерства энергетики и промышленности КР, Бишкек, Кыргызстан

Аннотация Отражены перспективы развития энергетики Кыргызстана.*Ключевые слова:* энергоресурс, эффективное снабжение, независимость.

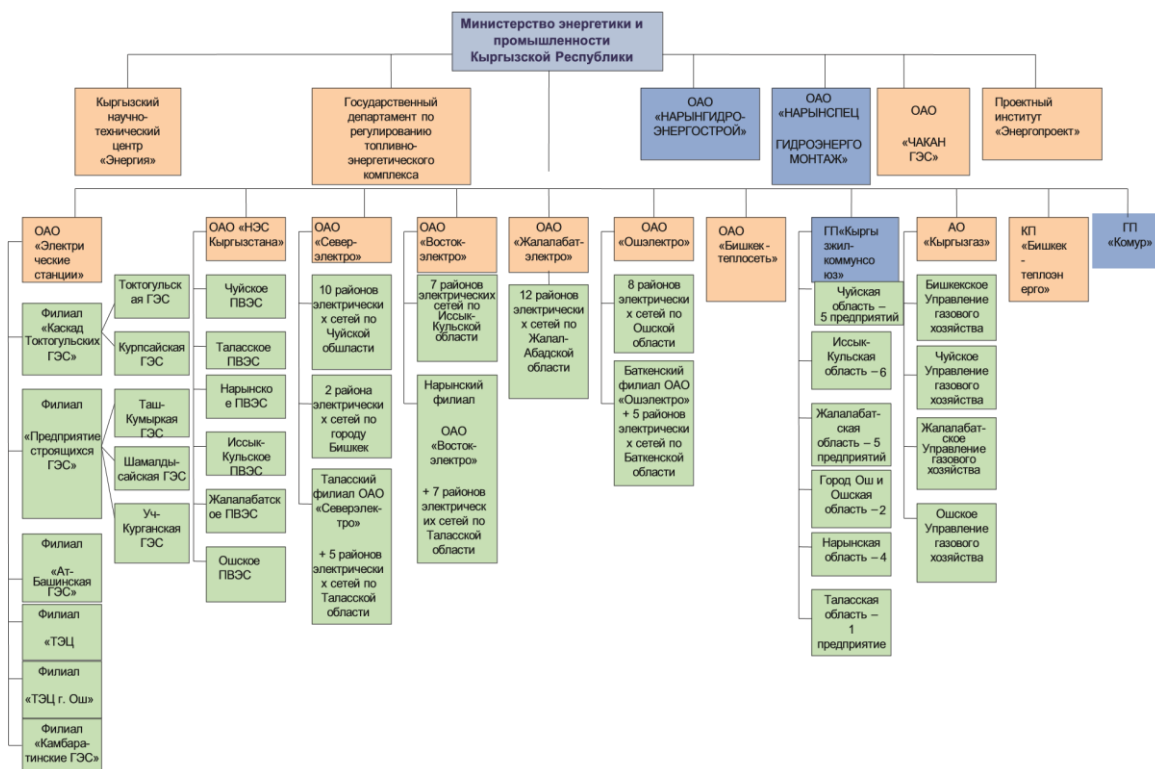
ENERGY SECTOR OF KYRGYZSTAN: STATE AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT

Davvdov I.A., Stamaliev A.K.

Ministry of energy and industry KR, Bishkek, Kyrgyzstan, eakr.info@gmail.com*Annotation:* Prospects for the development of energy in Kyrgyzstan are reflected.*Key words:* energy resources, efficient supply, independence.

Миссия энергосистемы. В СССР ТЭК Кыргызстана - часть единого энергетического комплекса СССР, не преследовавшего цель достижения энергетической самосбалансированности регионов. В союзном топливно-энергетическом балансе Кыргызстану отводилось место потребителя угля, газа и топочного мазута из России, Казахстана, Узбекистана и Туркменистана. Гидроэнергостроительство на реке Нарын развивалось в целях создания экономических источников маневренных мощностей для ОЭС Средней Азии и Южного Казахстана, и ирригационных нужд соседних стран. В настоящее время основной целью является обеспечение энергетической независимости и безопасности страны, надежного, сбалансированного и экономически эффективного снабжения населения и производства страны энергоресурсами. Потенциал энергоресурсов Кыргызстана (Геологоразведочные запасы СССР, оценка 1991 г.). Гидроэнергетика – 142 млрд. кВт.ч. Средняя годовая выработка 12-15 млрд. кВт.ч. Уголь – около 70 месторождений и угленепрооявлений, 2 290 млн. тонн. При добыче 1 млн. т. в год, запасы - на 2290 лет. Газ – 4,9 млрд. куб. м. При добыче 25 млн. куб.м в год, запасы - на 196 лет. Нефть – 14,6 млн. т. При добыче 80 тыс. т. в год, запасы – на 182 года. ВИЭ – 1,86 млрд. кВт.ч (солнечная энергия, энергия ветра, биомасса).

Структура Министерства энергетики и промышленности КР



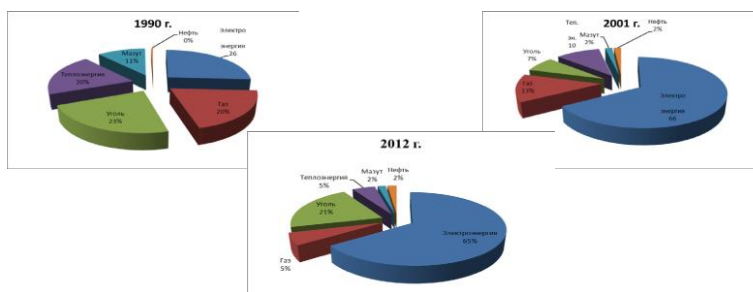
Топливо-энергетический комплекс Кыргызстана

1. Электростанции–17:15 ГЭС, 2 ТЭЦ (установл.мощн. 3,68 млн. кВт в т.ч.: ГЭС-2,95, ТЭЦ- 0,73)
2. Высоковольтные линии передач 110-500 кВ: 6 642 км
3. Высоковольт. линии передач 35кВ: 4 613км 4. Высоковольт.подстанц. 110-500 кВ: 190 шт.
5. Высоковольтные подстанции 35 кВ: 334 шт.
6. Распределительные сети 0,4-6-10 кВ: 50 700 км
7. Подстанции 6-10/0,4 кВ: 23 689 шт.
8. Тепловые сети: 957 км (в т.ч.: ОАО “БГТС”-410 км, КП “БТЭ”-112 км, ГП “КЖКС”-435 км)
9. Газопроводы: 3195 км
10. Крупные котельные: 364 шт., в т.ч.: электрокотельные (свыше 50 кВт) - 177 шт.
11. Кыргызжилкоммунсоюз – 190 шт., в т.ч.: электрокотельные - 52 шт.
12. Бишкектеплоэнерго – 60 шт., в т.ч.: электрокотельные – 11 шт.
13. Министерства и ведомства – электрокотельные - 114 шт.
14. Электрокотлы – 8050 шт. (минист. и вед., админ. и вед-е здания и гостиницы)
15. Электрокотлы бытовые – 48 530 шт.
16. Абоненты:
17. Электропотребления - 1233450
18. 3-х фазные - 124415
19. 1 фазные - 1109035
20. Газопотребления - 279358
21. Теплоэнергии – 207553, в т.ч.: население – 203900
22. Стоимость основных фондов ОАО ЭС, НЭСК, РЭК –13,984 млрд. сом (297,5млн. долл. США)
23. Численность сотрудников электроэнергетики: –16280 чел., в т.ч.: ИТР – 4850, раб. - 11430

Реструктуризация управления электроэнергетикой

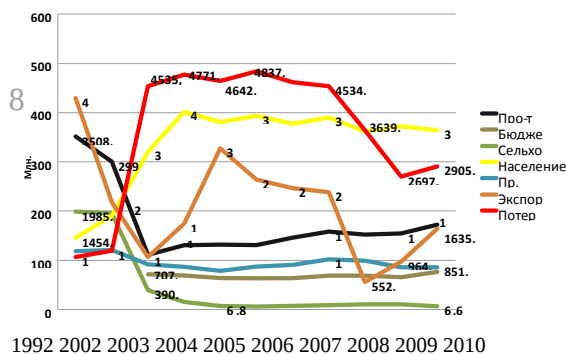
- 23.04.1997г. – Постановление ПКР №239 о Программе разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» (Одобрена 6.11.1998 г. СНП ЖК КР)
- 23.05.1997г. – ГП «Кыргызгосэнергохолдинг» преобразовано в АО «Кыргызэнерго». (Постановление Фонда госимущества КР №72)
- 5.10.1999г. – Образованы АО «Кыргызэнергоремонт», «Кыргызэнергоспецремонт» и «Чакан ГЭС»
- 12.01.2001г. – Образованы ОАО «Северэлектро», «Востокэлектро», «Ошэлектро», «Жалал-Абадэлектро», «Бишкектеплосеть».
- 7.09.2001 г. – Образованы ОАО «Электрические станции» и ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана».
- 21.01.2002г. – Закон «Об особом статусе каскада Токтогульских ГЭС и высоковольтных линий электропередачи» №7
- Декабрь 2009г., февраль 2010г.– Приватизация ОАО «Северэлектро», ОАО «Востокэлектро»
- Апрель 2010г. – Национализ. ОАО «Северэлектро», ОАО «Востокэлектро», ОАО «Чакан ГЭС»

Структура потребления энергоносителей и ТЭР

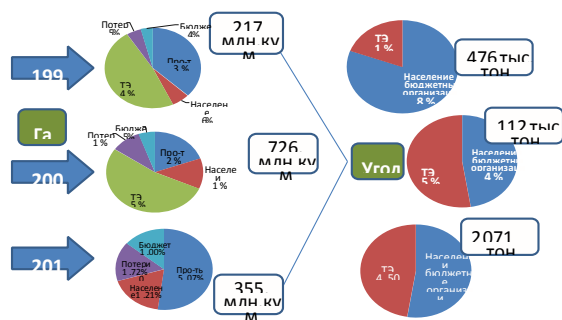


д	Электроэнергия млн. кВтч	Газ, млн. куб. м	Уголь, тыс. тонн	Теплоэнергия тыс. Гкал	Мазут, тыс. тонн	Нефть тыс. тонн
1990	8 357,0	2 076,0	4 765,0	13 783,0	1 027,0	3,0
2001	6 780,0	675,5	1 123,0	3 223,0	77,0	75,5
2012	12 427,0	299,2	2 071,7	2 076,9	78,3	7 83,6

Структура потребления электроэнергии

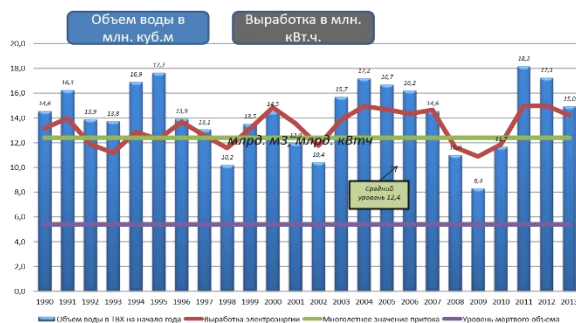


Структура потребления газа и угля

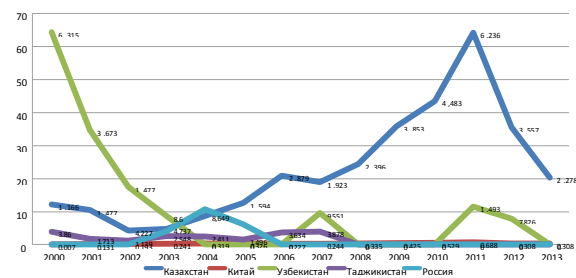


ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

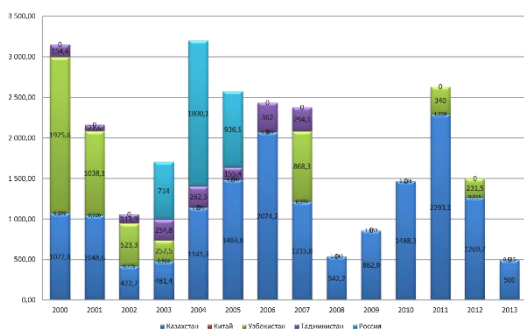
Объем воды в водохранилище Токтогульской ГЭС и выработка электроэнергии



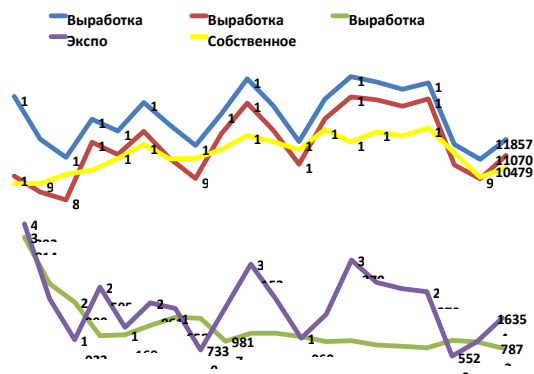
Экспорт электроэнергии, млн. долл. США



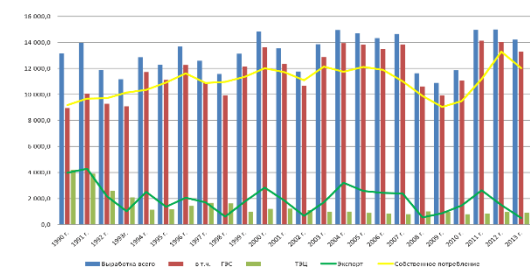
Экспорт электроэнергии, млн. кВтч



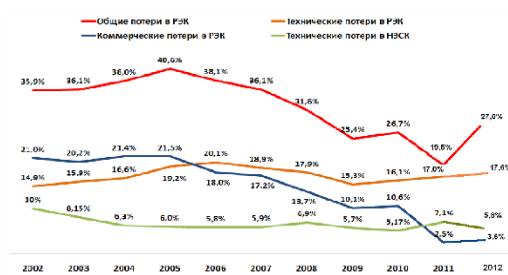
Выработка и потребление электроэнергии



Выработка, экспорт и собственное потребление электроэнергии, млн. кВтч



Потери в электрических сетях

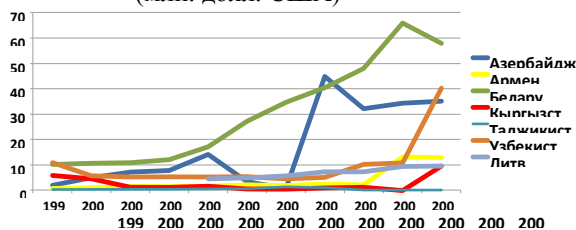


1991-1992 г.	1993-1994 г. 1995-1996 г.	1997-1998 г. 1999-2000-2001 г.	2002-2003 г. 2004-2005 г. 2006-2007 г. 2008-2009-2010 г
ПЭО "Киргизэнерго"	КАХК	АО "Кыргызэнерго"	После реорганизации АО "Кыргызэнерго"

Отношение оплаты за электроэнергию (250 кВт.ч) к заработной плате и пенсии (данные 2009 г.)

Страны	Тариф на э/э, Средняя сом/кВтч	Средняя з/п, сом	Средняя пенсия, сом	% к з/п	% к пенсии
Молдова	4,68	11190	2118	10,5%	55,2%
Армения	3,49	14137	1888	10,5%	46,2%
Азербайджан	3,44	18834	5710	6,2%	15,1%
Беларусь	2,74	19663	8105	4,6%	8,5%
Россия	2,18	32005	11513	3,5%	1,7%
Узбекистан	1,98	15519	2809	4,7%	17,6%
Украина	1,14	13815	6401	1,7%	4,4%
Кыргызстан	0,70	7230	1331	3,2%	2,4%
Таджикистан	0,63	3638	1612	4,4%	4,3%
Казахстан	1,86	25696	6723	2,1%	1,8%
Кыргызстан 5,2% до 7 апреля 2010 г.	1,50	7230	1331	2,4%	5,2%

Капиталовложения в электроэнергетику (млн. долл. США)



Азербайджан	20,7	50,2	72,6	79,1	142,1	35,2	8,4	449	322	344	352
Армения	6,9	10	15,3	14,5	16,1	21,6	18,7	24,3	21,3	131,4	129,1
Беларусь	102,4	106,9	109	121,2	172	272,2	346,4	404,2	479,9	658,1	578,2
Кыргызстан*	58,9	45,9	12,7	12,2	16,9	5,9	5,2	10	13	0	95,9
Таджикистан	2,5	2,9	3,5	3,7	5,3	5,8	13,5	10,4	0	0	0
Узбекистан	109,9	57,9	53,2	54,1	53,5	54,6	46,1	51,3	103	108,3	403,1
Литва					44	48	56	72,8	72,8	94,4	96

*Инвестиции в строительство Камабртинской ГЭС-2 Инвестиции по международным проектам

Получатели	Сумма в млн. долл. США 1991-2010 гг.	Сумма в млн. долл. США с 2011 г.	Итого:
ОАО «Электр/станции»	158, 090	14, 000	172, 090
ОАО «НЭС Кыргызстана»	145, 264	44, 800	190, 064
РЭКи	53, 890	9,000	62, 890
ОАО «КырКазгаз»	12, 680	1,300	13, 980
ОАО «Бишкектеплосеть»		4, 000	4, 000
ВСЕГО:	369, 384	73, 100	442, 490

**Капитальные вложения по предприятиям ТЭК на
2011-2013 гг. млн. долл. США (Собственные средства)**

	Наименование предприятий	Годы		
		2011	2012	2013
1	ОАО "Электрические станции"	13,05	13,70	14,33
2	ОАО "НЭС Кыргызстана"	4,01	4,06	7,76
3	ОАО "Северэлектро"	11,88	11,40	12,18
4	ОАО "Востокэлектро"	2,58	3,79	4,85
5	ОАО "Жалалабатэлектро"	1,57	1,79	2,11
6	ОАО "Ошэлектро"	1,39	5,24	5,35
7	ОАО "Бишкектеплосеть"	2,01	1,89	1,94
8	ГП "Кыргызжилкоммунсоюз"	1,10	1,05	1,05
9	КП "Бишкектеплоэнерго"	0,21	0,21	0,21
11	ОАО "Нарынгидроэнергострой"	10,75	-	-
12	ОАО "Нарынспецгидроэнергомонтаж"	0,05	0,05	0,04
	Всего:	48,59	43,19	49,83

Недостаток инвестиций в РЭК

До 1991 г. ежегодно вводилось в строй 1500-2200 км сетей, 40-50 ТП 35-110 кВ и 350-400 ТП 6-10/0,4 кВ, что при текущих ценах требует минимум 61,5 млн. долл. США.

С 1991 г. такие капвложения практически не производились. Накопленный общий дефицит финансирования - минимум 1,230 млрд. долл. США.

**Действия по обеспечению надежности снабжения,
энергетической безопасности и развития экспорта**

Надежность снабжения	Безопасность системы	Развитие для экспорта
Реабилитация Бишкекской ТЭЦ Завершение 1-го пускового комплекса Камбарата ГЭС - 2 Срочная помощь энергосектору (Проект ВБ) Чрезвычай. пом. (Проект ВБ) Оздоровление локальной сети и повышение эффективности электросетей (Проект KfW)	Подстанция Датка 500 кВ+ВЛ Юг ВЛ Датка-Кемин 500 кВ ВЛ Айгульташ-Самат 110 кВ Развитие сектора энергетики (Проект АБР) Увеличение использования местного угля на тепловых станциях	Камбарата ГЭС-1 ВЛ Кемин-Алматы CASA-1000 Развитие Кара-Кече (выполнение ТЭО) и др. месторождений

Расположение инвестиционных проектов

Проблемы электроэнергетики

1. Основные генерирующие источники э/энергии (3,68 МГВт) сосредоточены на юге страны.

На севере – только ТЭЦ г. Бишкек, Атбашинская ГЭС и Аламединские ГЭС а доля потребления - 66%

2. Генерирующие источники юга, вне собственного потребления юга, выдают **энергию на север страны через Узбекистан** (В 2009 г. Узбекистан поставила вопрос об отключении от системы КР. Поэтому в 2010-2011 гг. производится оплата за транзит через Узбекистан). Казахстан ставит вопрос об оплате за **транзит энергии от Узбекистана на север КР**. При выходе Казахстана и Узбекистана из параллельной работы, в КР могут быть отключены потребители до 400-500 МГВт в зимний период и открыты холостые сбросы воды с каскада Токтогульских ГЭС.

3. **Низкие тарифы** привели к переводу отопления и пищевого приготовления у подавляющего числа потребителей с угля и газа на электричество (до 800 МГВт - свыше 30% всего потребления).

4. **Физическая и моральная изношенность** оборудования и распределительных сетей – основная причина аварийности и снижения надежности работы энергосистемы.

5. **Значительный рост суточного потребления.** (среднее: летом 17-19 млн. кВт.ч. зимой - (В феврале 2007 г. - 68 млн. кВт.ч. До 1991 г. максимальное суточное потребление не превышало 32 млн. кВт.ч.)

6. **Высокий уровень сверхнормативных потерь в РЭКах.** Устаревшая система учета передачи, распределения и потребления энергии. Низкий уровень сбора денежных средств. Неэффективность менеджмента РЭК

7. Высокая **текучесть кадров**, особенно ИТР.

8.

Функции системы электроэнергетики

Функции	Страны	Грузия	Армения	Латвия	Молдова	Кыргызстан
1	Политика развития, безопасность, надежность, лицензии, тарифы	Гос-во	Гос-во	Гос-во	Гос-во	Гос-во
2	Генерация	Прив.	Прив.	ГАО	Прив.	ГАО
3	Оптовый рынок э/энергии	Прив.	Прив.	Прив.	Прив.+ГАО	нет
4	Диспетчеризация, учет	ГП	ГП	ГАО	ГП	ГАО
5	Импорт/экспорт	Прив.	Прив.	ГАО	ГП	ГАО
6	Передача по высоковольтным линиям	ГП	ГП	ГАО	ГАО	ГАО
7	Распределение	Прив.	Прив.	ГАО	Прив.+ГП	ГАО
8	Сбыт	Прив.	Прив.	ГАО	Прив.+ГП	ГАО
9	Закупки	Прив.	Прив.	ГАО	Прив.+ГП	ГАО

- Гос-во – функция государства
- Прив. – приватизировано
- ГАО – АО в государственной собственности
- ГП – государственное предприятие
- Во всех странах – регулятор лицензий и тарифов - государство
- Во всех странах – высоковольтные линии и диспетчеризация - в госсобственности
- В Латвии электроэнергетика – вертикальный холдинг в форме ГАО, в головном АО объединены генерация, диспетчеризация, сбыт и закупки.

ДРУГИЕ СТРАНЫ

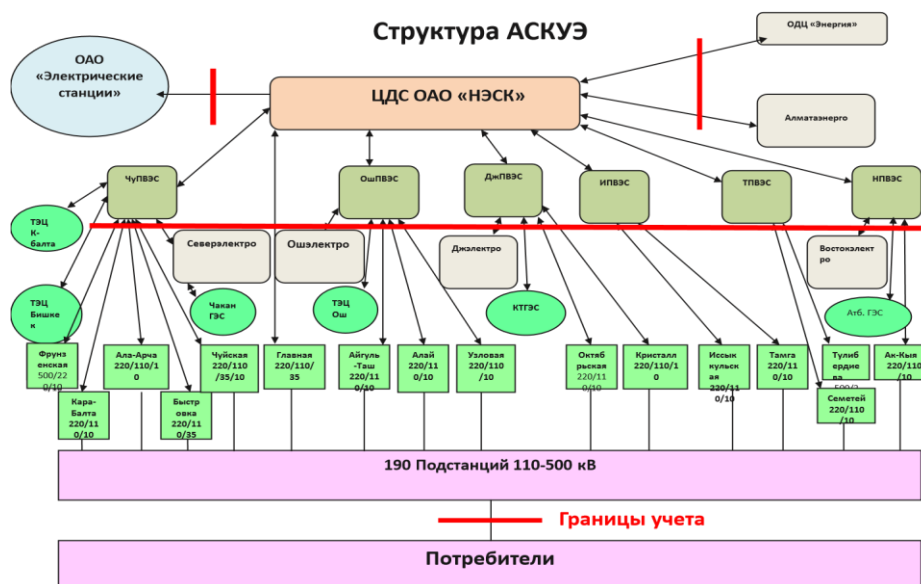
- Россия, Казахстан, Украина – приватизация со множеством операторов
- Таджикистан, Узбекистан, Туркменистан, Азербайджан, Беларусь – вертикальные холдинги по советской модели.

Структура электроэнергетики РФ



ФСК – Федеральная сетевая компания (единая национальная электрическая сеть)
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания
МРСК' – компания, выделившаяся из РАО "ЕЭС России" и владеющая акциями МРСК
РСК – распределительная сетевая компания
ОГК – оптовая генерирующая компания
ТГК – территориальная генерирующая компания
РГК – региональная генерирующая компания

28



Функции системы АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии)

- Автоматический точный учет выработки, импорта-экспорта, передачи, распределения, сбыта, потерь на всех точках учета на границах балансовой принадлежности
- Поддержание прозрачной информационной базы данных с детальным анализом потоков и потерь
- Обеспечение контроля за соблюдением лимитов энергопотребления
- Предоставление точной информации для взаиморасчетов между участниками рынка и автоматизация расчетов, в т.ч. при многотарифном учете потребления (отпуска), и биллинга

Состав системы АСКУЭ

- Электронные датчики учета (счетчики) энергии и мощности во всех точках балансовой принадлежности (ГЭС, ТЭЦ, линии передач, подстанции, фидера, потребители);
- Устройства сбора и передачи данных (УСПД)
- Каналы связи (телефонная, радиосвязь, интернет)
- Центральный сервер со специализированным программным обеспечением

Экономические индикаторы

- 1 % потерь в распределительных сетях
- $(104,790 \text{ млн. кВт.ч} * 0,7 \text{ сом/кВт.ч} = 73, 296 \text{ млн. сом} = 1, 56 \text{ млн. долл. США дохода})$ При планируемом в 2011 г. снижении потерь с 26,7 до 19,5 % - дополнительный доход составит – 11,24 млн долл. США
- $1 \text{ млрд. кВт.ч экспорта} * 3,4 \text{ цента США} = 34 \text{ млн. долл. США}$

Стоимость энергоресурсов по текущим тарифам

Ресурс	Ед. изм	Тариф (цена) за ед. изм., в		Коэф. пере-вода в тут	1 тут =	Стоимость
		сом	долл. США			1 тут долл. США
Э/энергия	тыс. кВт.ч	700	14,89	0,345	2,9	43,2
Уголь	тонн	4500	95,74	0,768	1,3	124,7
Газ	тыс.куб. м	10481	223	1,154	0,87	193,2
Мазут	тонн	14476	308	1,37	0,73	224,8
Тепло	Гкал	1050	22,34	0,149	6,73	150,3

33

Сравнительная инвестиционная капиталоемкость по видам энергоресурсов

Ресурс	Объект инвестиций	Мощность МВт	Выработка млн. кВт.ч	млн. \$	Инвестиции		
					долл./кВт	долл./кВт.ч	\$/тонна
Э/энергия	Камбарата 1	1900	5088	1700	894,7	0,334	
	Камбарата 2	360	1148	270	750,0	0,235	
Уголь	Китай, шахта		10 млн. тонн	336		0,015	33,6
	Россия, шахта		2,4 млн тонн	215		0,040	89,6
Газ	Таджикистан, газов.месторожд.		2млрд куб.м	500		0,120	400 долл./тыс.куб .м
Нефть	Казахстан, нефт. месторожд.		0,745 млн тонн	216		0,070	290 долл./т
Э/энергия, теплоэнергия	ТЭЦ на угле				1000-1500		
Теплоэнергия	Котельные, теплосети				320		34

План действий

1. Завершить строительство ВЛ 500 кВ Датка-Кемин и ПС 500 кВ Кемин .
2. Заключить межправительственные долгосрочные соглашения с Узбекистаном и Казахстаном о поставках электроэнергии и услуг по регулированию частоты из КР
3. Разработать среднесрочную тарифную политику на 2013-2017 гг. Повысить тарифы на электроотопление с 1.10.2011 г.
4. Разработать программу нового строительства, реконструкции и модернизации распределителей и приобретения и установки электронных счетчиков у абонентов на 2013-2015 гг. за счет снижения потерь и привлечения инвестиций.
5. Разработать план внедрения системы АСКУЭ в 2011 -2012 гг.
6. Разработать до 1.07.2011 г. программу материального стимулирования и повышения квалификации сотрудников ТЭК
7. Произвести переоценку основных фондов ТЭК
8. Передать госпакеты акций ЭС, НЭСК , РЭК и Бишкектеплосеть в управление министерства энергетики, предусмотрев повышение эффективности структуры управления ТЭК.
9. Министерством и ведомствам разработать комплекс мер по внедрению процессов и технологий энергосбережения, в том числе, переход на использование энергосберегающих ламп.

Планируемые инвестиции

1. Электроэнергетика				
Название проекта	Общая сумма	Источник финансирования		Ожидаемые результаты
Срочная помощь энергосектору (Реабилитация ТЭЦ г. Бишкек)	15 млн. \$	Всемирный Банк		Надежность снабжения
Оказание чрезвычайной помощи	35,2 млн. \$	Всемирный Банк		Надежность снабжения
Завершение первого пускового комплекса Камбарата-2	463,32 млн. сом	ОАО «Эл. станции»		Надежность снабжения
Строительство Камбарата-1	1,7 (2,85) млрд. \$	Поиск инвесторов		Развитие экспорта
Подстанция 500 кВ «Датка» и ВЛ 220 кВ Юга республики	250 млн. \$	КНР		Надежность снабжения
ВЛ 500 кВ «Датка – Кемин»	343 млн. \$	КНР		Безопасность системы
Оздоровление локальной сети и Повышение эффективности электросетей	23 млн. евро	Германский банк развития «KfW»		Надежность снабжения
Строительство ВЛ 110 кВ «Айгульташ – Самат» и ПС «Самат»	12,885 млн. \$	Исламский банк, ОАО «НЭСК»		Безопасность системы
Развитие сектора энергетики	44,8 млн. \$	АБР		Безопасность системы
Перевод ТЭЦ на местный уголь		ОАО "Эл. станции"		Безопасность системы
Строительство ЛЭП 500 кВ «Кемин – Алматы»	140 млн. \$	Казахстан		Развитие экспорта
Строительство 4 малых пилотных ГЭС	62,87 млн. \$	Поиск инвесторов		Надежность снабжения
Развитие Кара-Кече (выполнение ТЭО)	300 млн. сом	Поиск инвесторов		

**Результаты реформирования электроэнергетики
в Армении (Численность населения – 3 238 000)**

	<u>1994</u>	<u>2009</u>
Системный пик	1 400 МВт	1 062 МВт
Генерация	6 200 ГВтч	5 671 ГВтч
Наличие электроснабжения	2 – 4 часа/день	24 часа/день
Потери	65%	13%
Технические потери	-	10%
Коммерческие потери	-	3%
Количество потребителей	800 000	800 000
Сборы	30% от выставленных счетов	100%
Средний тариф конечного потребления	\$0,02	\$0,066
Годовой доход	\$13 млн.	\$350 млн.
Средняя зарплата	X	10X

**Результаты реформирования электроэнергетики
в Грузии (Численность населения – 4 615 000)**

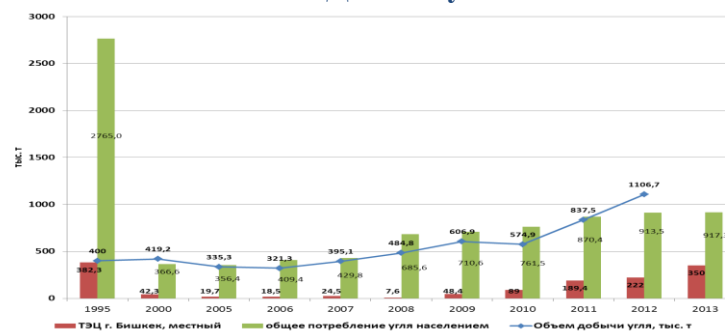
	<u>2004</u>	<u>2010</u>
Системный пик	1,783 МВт	1,620 МВт
Генерация	7,984 ГВтч	10046,259 ГВтч
Наличие электроснабжения	3 - 5 час/день	24 час/день
Потери ОРЭК (110 – 0.4 кВ)	40%	14.99%
Технические потери	-	14.66%
Коммерческие потери	-	0.33%
Количество потребителей	600,000	898,000
Сборы	62%	100%
Средний тариф конечного потребления	\$0.048	\$0.072
Выручка от реализации	\$8.6 млн.	\$ 173,6 млн.
Средняя зарплата	X	6X

УГОЛЬ

Потребление угля



Добыча угля



Проблемы угольной отрасли

1. Недостаток гарантированных рынков сбыта угля мелких фракций (штыбов)
2. Несвоевременное финансирование за поставленный уголь (недостаток оборотных средств на подготовительные работы и для погашения бюджетных и налоговых платежей)
3. Изношенность горно-шахтного и карьерного оборудования
4. Слабый менеджмент и низкая квалификация специалистов – горных инженеров и работников среднего звена
5. Слабая привлекательность отрасли для инвестирования
6. Отсутствие в республике новых отралей по переработке угля в альтернативные виды энергоносителей – биотопливо, биогаз.

Действия по развитию угольной отрасли

1. Оказание содействий, согласно действующего законодательства, потенциальным инвесторам по перспективным месторождениям угля
2. Реализация Среднесрочной программы развития угольной отрасли до 2017 года
3. Стимулирование внутреннего потребления путем увеличение доли использования местного угля на ТЭЦ и бюджетными организациями

Стратегическими целями развития угольной промышленности в рассматриваемой перспективе

- Надежное обеспечение экономики и населения страны качественным твердым топливом и продуктами его переработки;
- Обеспечение конкурентоспособности в условиях прогнозируемого насыщения рынка альтернативными энергоресурсами;
- Устойчивое и безопасное развитие на базе современных научно-технических достижений и экологически чистых технологий.
- Решение следующих основных задач необходимо предусмотреть для достижения этих целей:
- Создание экономических условий для обеспечения потребностей страны в твердом топливе на основе эффективного использования потенциала отрасли;
- Развитие базовых угледобывающих районов и месторождений, расширение разработки месторождений с благоприятными горно-геологическими условиями;
- Дальнейшее развитие угольно-энергетических комплексов на базе современных научно-технических достижений в области добычи, транспортировки и применения экологически чистых угольных технологий сжигания твердого топлива;
- Развитие транспортной инфраструктуры и наращивание перевозочных мощностей железнодорожного и автомобильного транспорта для поставок углей на тепловые электростанции, жилищно-коммунальные объекты и населению регионов.

Возможные риски, влияющие на развитие угольной отрасли

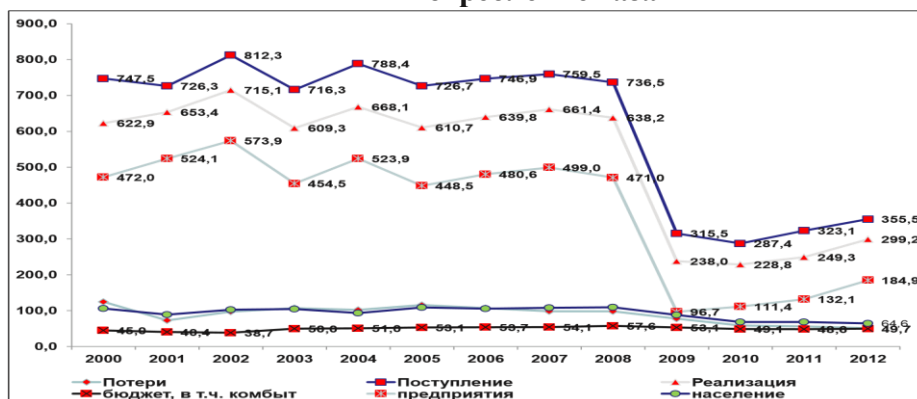
При достижении прогнозируемых объемов добычи угля негативное влияние могут иметь следующие риски:

- отсутствие государственной поддержки на развитие перспективных предприятий угольной отрасли, в том числе на модернизацию горного и технологического оборудования;
- необеспеченность инвестициями:
 - а) ввода новых объектов (мощностей) угледобычи,
 - б) ввода промышленных объектов, использующих уголь в технологическом процессе, обеспечивающих резкий рост внутреннего рынка сбыта,
 - в) ввода производств с новыми прогрессивными технологиями переработки угольного сырья;
 - г) потребления кыргызских углей из-за неконкурентоспособности из-за качества и стоимости;
 - колебания рыночной конъюнктуры цен и валютных курсов;
 - риски, связанные с выходом на внешние рынки сбыта;
 - невыполнение владельцами (акционерами) обязательств по развитию производства на существующих угольных предприятиях за счет собственных средств, в том числе на модернизацию горного и технологического оборудования;

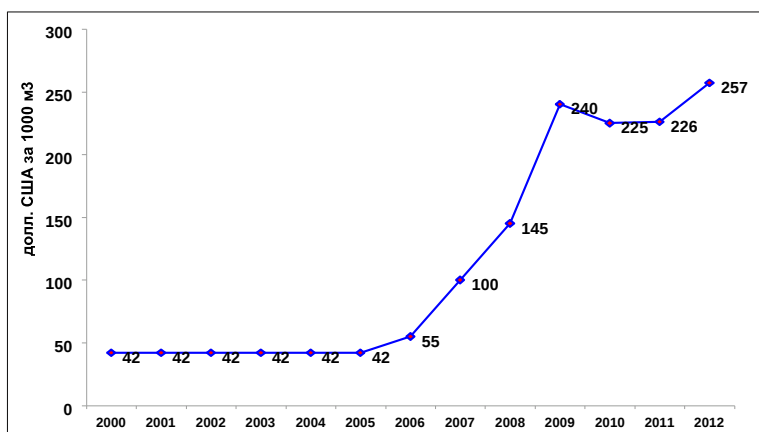
- производственно-технологические риски (аварии и отказы оборудования вследствие повышенной изношенности, устаревшей технологии, отключение электроэнергии и т.д.);
- техногенные катастрофы (землетрясения, наводнения, сели и другие стихийные бедствия).

ГАЗ, НЕФТЬ И МАЗУТ

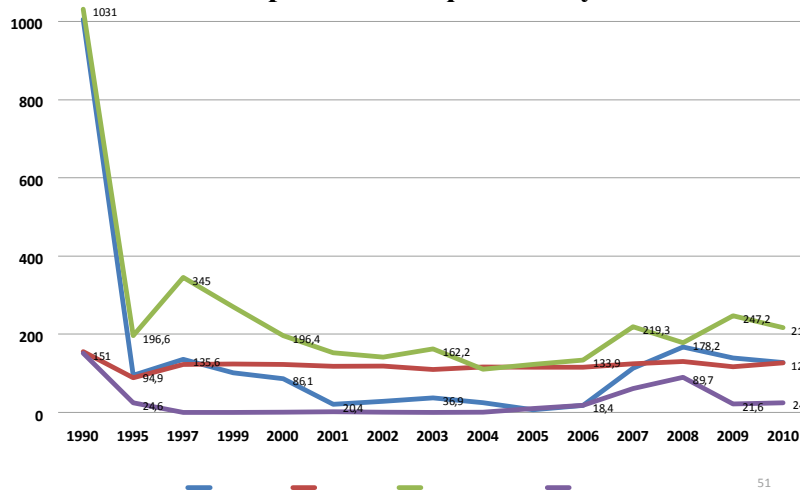
Потребление газа



Цена покупки природного газа от поставщиков 2000-2012 г.г.



Потребление нефти и мазута



Импорт Добыча Потребление Экспорт

Проблемы нефтегазовой отрасли

1. Рост цен на импортируемый природный газ и мазут
2. Высокий уровень потерь газа
3. Изношенность газотехнического оборудования и газовых сетей
4. Проблемы менеджмента

Действия по развитию нефтегазовой отрасли

1. Привлечение инвестиций (Соглашение с РАО «Газпром», 2007 г., 3,1 млрд. руб, приватизация АО «Кыргызнефтегаз»)
2. Поиск альтернативных поставщиков газа в КР (Казахстан, Туркменистан, Россия)
3. Внедрение АСКУГ на приграничных, газотехнических и потребительских узлах
4. Реконструкция и модернизация магистральных газопроводов – 125,0 км и газопроводов среднего и низкого давления – 86,4 км
5. Разрешение проблем с приграничными нефтяными и газовыми месторождениями и газохранилищами (Сох)
6. Разведка и разработка перспективных месторождений нефти и газа

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Проблемы теплоэнергетики

1. Отсутствие приборов учета тепла в котельных и у конечных потребителей
2. Высокий процент потерь тепловой энергии в теплопроводах предприятий (до 25%)
3. Высокий процент износа теплотехнического оборудования (свыше 80%)
4. Тарифы для населения устанавливаются на 45% ниже себестоимости производства тепловой энергии
5. Наличие субсидирования тепловой энергии для населения за счет продаж от экспорта электрической энергии и местного и республиканского бюджетов

Действия по развитию теплоэнергетики

1. Привлечение инвестиционных вложений в предприятия теплоэнергетики, включая ТЭЦы
2. Установка приборов учета тепла в котельных и у потребителей (бюджетные организации, население)
3. Замена неэффективных отопительных котельных на котельные с высоким КПД
4. Реконструкция и модернизация теплотехнического оборудования и тепловых сетей
5. Реформирование ГП «Кыргызжилкоммунсоюз»

Производство и потери теплоэнергии (тыс. Гкал)

