

г.Бишкек, Дом Правительства
от 13 февраля 2008 года № 47

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

О проекте Национальной энергетической программы
Кыргызской Республики на 2008-2010 годы
и стратегии развития топливно-энергетического
комплекса до 2025 года

В целях обеспечения эффективной работы топливно-энергетического комплекса и развития энергетической отрасли республики, в соответствии с [Законом](#) Кыргызской Республики "Об энергетике" Правительство Кыргызской Республики постановляет:

1. Одобрить прилагаемый проект Национальной энергетической программы Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и стратегии развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года.

2. Направить проект Национальной энергетической программы Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и стратегии развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года на одобрение в Жогорку Кенеш Кыргызской Республики.

3. Назначить министра промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики официальным представителем Правительства Кыргызской Республики при рассмотрении проекта Национальной энергетической программы Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и стратегии развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года Жогорку Кенешем Кыргызской Республики.

4. Признать утратившими силу:

- [постановление](#) Правительства Кыргызской Республики от 16 июля 2001 года № 353 "О проекте Национальной энергетической программы Кыргызской Республики до 2005 года";

- [распоряжение](#) Правительства Кыргызской Республики от 15 февраля 2006 года № 71-р;

- [распоряжение](#) Правительства Кыргызской Республики от 10 июня 2006 года № 310-р.

5. Контроль за выполнением настоящего постановления возложить на отдел энергетики и минеральных ресурсов Аппарата Правительства Кыргызской Республики.

Премьер-министр

И.Чудинов

Одобрена
постановлением Правительства
Кыргызской Республики
от 13 февраля 2008 года № 47

НАЦИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА
Кыргызской Республики на 2008-2010 годы
и стратегии развития топливно-энергетического
комплекса до 2025 года

Кыргызская Республика обладает достаточными запасами топливно-энергетических ресурсов. Однако, потенциальные возможности топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) реализуются в недостаточной мере, и отрасль испытывает определенные финансово-экономические труд-

ности. Зависимость республики от импорта энергоносителей, доля которого составляет около 50% от общего энергопотребления, оказывает отрицательное влияние на состояние ТЭК и других отраслей экономики.

В целях повышения эффективности ТЭК, технического перевооружения и развития энергетической отрасли Правительством Кыргызской Республики принято решение о разработке Национальной энергетической программы Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и стратегии развития ТЭК до 2025 года (далее – НЭП).

НЭП разработана в соответствии с законами Кыргызской Республики, регламентирующими деятельность ТЭК страны, на основании распоряжений Правительства Кыргызской Республики от 15 февраля 2006 года № 71-р и от 10 июня 2006 года № 310-р и предусматривает полное и надежное энергоснабжение потребителей на основе подъема собственной энергетической базы, внедрение инновационных технологий, существенное повышение эффективности функционирования и достижения качественно нового состояния ТЭК.

НЭП является документом, определяющим цели, задачи и основные направления среднесрочной и долгосрочной энергетической политики государства и устанавливающим механизмы ее реализации.

Целевые установки НЭП предусматривают:

- научное обоснование условий эффективного, безопасного и устойчивого функционирования ТЭК;
- формирование системы взаимоотношений субъектов ТЭК, потребителей и государства в условиях становления рыночных отношений;
- формирование роли и места энергетики в создании предпосылок для вывода экономики страны на путь устойчивого развития и социальной стабильности общества.

Реализация главных целей НЭП должна осуществляться в увязке с функционированием всех отраслей экономики, с учетом ресурсных и научно-технологических возможностей страны, возможных негативных последствий от реализации проектов, совокупности макроэкономических и геополитических факторов, оказывающих влияние на развитие взаимоотношений органов государственной власти, финансовых и хозяйственных структур.

Главным средством для достижения целей и реализации приоритетов НЭП является формирование цивилизованного энергетического рынка и экономических взаимоотношений его субъектов на базе совершенствования нормативной правовой базы.

1. Приоритеты стратегического развития ТЭК и основы государственной энергетической политики

Главным приоритетом энергетической стратегии Кыргызской Республики является рациональное и эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов, имеющегося технического, научного и кадрового потенциала ТЭК для обеспечения энергетической безопасности страны, устойчивого развития экономики и повышения качества жизни населения.

Реализация приоритетных задач должна основываться на среднесрочной и долгосрочной государственной энергетической политике.

Основная цель среднесрочной энергетической политики – финансовое оздоровление и технологическое перевооружение ТЭК.

Основными составляющими энергетической политики на 2008-2010 годы являются следующие блоки задач:

- обеспечение надежности и бесперебойности поставок энергии, прежде всего внутренним потребителям;
- осуществление кардинальной реформы системы управления путем создания рыночных институциональных рамок и соответствующей нормативной правовой базы, а также завершение структурных реформ ТЭК;

- обеспечение реализации сбалансированной тарифной и ценовой политики, обеспечивающей покрытие реальных затрат энергетических компаний и исключающей перекрестное субсидирование потребителей;
- достижение сокращения потерь и прекращения хищений энергии;
- разработка правила доступа к сетям и продажи энергии от альтернативных источников энергии и механизмов их субсидирования;
- улучшение финансового и корпоративного управления ТЭК, усиление коммерческой и финансовой дисциплины и достижение рентабельности субъектов отрасли;
- разработка программы технического перевооружения отрасли;
- совершенствование условий привлечения инвестиций в развитие ТЭК;
- осуществление мер по развитию конкурентного преимущества Кыргызской Республики на региональном рынке электроэнергии;
- разработка программы по энергетической эффективности и энергосбережению с учетом обязательств по соглашениям с государствами - участниками Содружества Независимых Государств;
- разработка программы замещения углеводородного топлива местными альтернативными источниками энергии в целях снижения зависимости от импортируемых энергоресурсов и сокращения выбросов парниковых газов;
- обеспечение мониторинга финансового положения в электроэнергетическом секторе в целях ежегодного снижения на 1-2% от внутреннего валового продукта (далее - ВВП) целевого показателя квазифискального дефицита (далее - КФД).

Долгосрочная энергетическая политика Кыргызской Республики направлена на защиту прав и законных интересов граждан и хозяйствующих субъектов, обеспечение обороны и безопасности государства, эффективное управление государственной собственностью, достижение качественно нового состояния ТЭК и осуществляется на принципах последовательности действий государства по реализации важнейших стратегических ориентиров развития энергетики и вопросов приватизации энергообъектов.

Стратегическими ориентирами долгосрочной энергетической политики являются энергетическая и экологическая безопасность, а также энергетическая и бюджетная эффективность. Достижение указанных ориентиров, повышение управляемости процессом развития энергетики требуют формирования основных составляющих государственной энергетической политики. Это прежде всего обеспечение эффективного пользования государственным фондом энергоресурсов, развитие внутренних топливно-энергетических рынков, формирование рационального топливно-энергетического баланса.

Главным инструментом осуществления энергетической политики является комплекс мер государственного экономического регулирования: ценового (тарифного), налогового, таможенного и антимонопольного.

При проведении энергетической политики государство в полной мере должно использовать свои права собственника недр и активов ТЭК, в то же время осуществлять реструктуризацию государственной собственности с сохранением действенного государственного контроля, преимущественно в системообразующих секторах ТЭК и на объектах повышенной опасности (гидроэнергетика и другие).

Энергетическая безопасность - важнейшая составляющая национальной безопасности Кыргызской Республики, которая должна обеспечить надежное топливо- и энергообеспечение.

Сложившаяся ситуация в ТЭК свидетельствует, что эти угрозы носят реальный характер. Имеет место значительное техническое и технологическое отставание в топливодобывающих секторах, сопровождаемое резким падением производства угля, нефти и газа и устойчивой зависимостью от импорта углеводородного сырья. В электроэнергетике наблюдается диспропорция в структуре и размещении генерирующих мощностей, недостаточное развитие системообразующих электрических сетей, ограничивающее их пропуск-

ную способность и повышающее риски ограничения потребителей. Положение усугубляется финансово-экономическим кризисом, связанным с неплатежами и хищениями электроэнергии, неэффективным управлением отраслью, а также отсутствием альтернатив существующей практике тепло- и энергосбережения.

Целью политики энергетической безопасности является последовательное улучшение ее следующих главных характеристик:

- способности ТЭК надежно обеспечивать экономически обоснованный внутренний и внешний спрос энергоносителями соответствующего качества и приемлемой стоимости;
- способности потребительского сектора экономики эффективно использовать энергоресурсы, предотвращая нерациональные затраты общества на энергообеспечение;
- устойчивости энергетического сектора к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам, а также его способности минимизировать ущерб, вызванный проявлением различных дестабилизирующих факторов.

Важнейшими принципами обеспечения энергетической безопасности являются:

- гарантированность и надежность энергообеспечения экономики и населения страны в полном объеме в обычных условиях и в минимально необходимом объеме – при угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций;
- контроль со стороны государства и местных органов управления за надежным энергоснабжением объектов, обеспечивающих безопасность государства;
- диверсификация используемых видов топлива и энергии;
- учет требований экологической безопасности, охраны окружающей среды и использования возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ);
- предотвращение нерационального использования энергоресурсов (взаимосвязь с политикой энергетической эффективности);
- создание экономических условий (прежде всего за счет налоговых и таможенных мер), обеспечивающих равную выгоду поставок энергоресурсов на внутренний и внешний рынки и рационализацию структуры экспорта;
- создание и производство конкурентоспособного отечественного энергетического оборудования, привлечения в ТЭК экологически безопасных и экономически эффективных технологий.

Для обеспечения энергетической безопасности необходимо осуществить модернизацию во многом морально устаревшей и физически изношенной технологической базы ТЭК и обеспечить воспроизводство его вырабатываемой ресурсной базы, а также изменение структуры потребления и размещения производства топливно-энергетических ресурсов. При этом, предусматривается увеличение использования гидроэнергетических ресурсов и ВИЭ.

Основными принципами государственной энергетической политики в бюджетной эффективности отрасли являются:

- устойчивая перспектива определения государством необходимых прогнозных объемов прямых поступлений в бюджет от организаций энергетического сектора;
- комплексная оценка текущих и перспективных результатов изменения структуры и стоимости государственной собственности (госактивов в ТЭК);
- сбалансированность роста капитализации энергетического сектора и объема обеспечиваемых им бюджетных поступлений;
- последовательность и адресность в использовании государственных средств, а также инвестиций, осуществляемых под контролем государства.

Государственная энергетическая политика и механизмы ее реализации должны отвечать требованиям социальной направленности и проводиться на следующих основных принципах:

- обеспечение равной доступности энергоносителей для потребителей;

- поддержание паритета цен (тарифов) на энергоносители при проведении ценовой реформы на доступном для потребителей уровне;
- проведение адресной поддержки малоимущих слоев населения при повышении цен (тарифных ставок);
- обеспечение социальной защиты работникам ТЭК при реформировании предприятий (заккрытие предприятий, сокращение численности);
- предоставление компенсаций за причиненный ущерб населению, связанный со строительством энергообъектов, согласно законодательству Кыргызской Республики.

2. Состояние и основные направления перспективного развития отраслей ТЭК Кыргызской Республики

2.1. Электроэнергетика

Электроэнергетический сектор (далее - ЭЭС) ТЭК структурно состоит из семи акционерных энергетических компаний с государственным контрольным пакетом акций, в том числе одной генерирующей (ОАО "Электрические станции"), одной электросетевой передающей (ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"), четырех электросетевых распределительных (ОАО "Северэлектро", ОАО "Востокэлектро", ОАО "Ошэлектро" и ОАО "Жалалабатэлектро") и одной теплосетевой (ОАО "Бишкектепλοςеть"), а также акционерных компаний с частным капиталом - ОАО "Чакан ГЭС", Быстровская и Калининская ГЭС.

Производственная база ЭЭС включает 17 электрических станций суммарной установленной мощностью 3680 МВт, в т.ч., 15 ГЭС (2950 МВт) и две ТЭЦ (730 МВт), более 70 тыс. км ЛЭП напряжением 0,4-500 кВ, из них 546 км - линии 500 кВ, 1714 км - линии 220 кВ и 4380 км - линии 110 кВ, а также около 490 трансформаторных подстанций напряжением 35-500 кВ, суммарной мощностью более 8000 МВА.

В настоящее время ЭЭС, располагая системой производства, передачи и распределения, в целом обеспечивает потребность страны в электроэнергии и централизованном теплоснабжении городов Бишкек и Ош, сохраняя стабильные объемы производства электроэнергии на уровне 14,486 млрд. кВтч в 2006 году и до 14,601 млрд. кВтч - в 2007 году.

ЭЭС оказывает определяющее влияние на состояние и перспективы развития национальной экономики: на его долю приходится около 3,9% ВВП и 16% объема промышленного производства, 10% доходов в республиканский бюджет. Развитая электроэнергетическая сеть обеспечивает доступ к электроэнергии практически для подавляющего большинства населения. В то же время, по потреблению электроэнергии на душу населения (1351 кВтч), республика отстает от общемирового показателя (2343 кВтч/чел.), а также от показателей соседних государств: Казахстана (3312 кВтч/чел.), Таджикистана (2172 кВтч/чел.) и Узбекистана (1796 кВтч/чел.).

В последние годы в республике проводились мероприятия по укреплению энергетической независимости страны за счет развития внутренних магистральных электрических сетей и генерирующих источников. Выполнен значительный объем работ по техническому перевооружению и развитию систем коммерческого учета электроэнергии, обеспечивающих формирование оптового рынка электрической мощности и энергии. Проведено реформирование производственных структур ЭЭС на функциональной основе с целью адаптации их к рыночным методам хозяйствования, проведены акционирование и частичная приватизация предприятий. Созданы рычаги государственного регулирования деятельности ЭЭС, адекватные условиям рыночной экономики, с передачей функций корпоративного управления акционерными обществами Государственному комитету Кыргызской Республики по управлению государственным имуществом и созданием регулятивного органа - с 2007 года Госу-

дарственному департаменту по регулированию топливно-энергетического комплекса при Министерстве промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики.

Разработан и принят ряд нормативных правовых актов, регулирующих взаимоотношения в ЭЭС, начато формирование нормативной правовой базы для реализации энергосберегающей политики.

Однако, эти действия оказались недостаточными, и отрасль испытывает следующие трудности:

- проведенная в 2001 году реструктуризация вертикально-интегрированной монопольной электроэнергетической компании на функциональной основе не обеспечила ожидаемых положительных результатов из-за отсутствия необходимых рыночных механизмов и соответствующей законодательной базы;

- продолжает оставаться тяжелым финансовое состояние энергетических компаний, особенно распределительных компаний: в 2007 году сбор платежей за потребленную электроэнергию по выставленным счетам распределительных компаний составил 85,7%; накопленная дебиторская задолженность потребителей перед РЭК достигла - 3528 млн. сомов, что сковывает деятельность энергетических компаний и их взаимоотношения с другими хозяйствующими субъектами, а также создает проблемы урегулирования кредитных и налоговых обязательств перед бюджетом республики;

- не обеспечивается сокращение системных потерь электроэнергии в распределительных сетях, которые стабильно превышают в последние годы уровень 40% от выработанной электроэнергии, при этом, значительные потери приходится на распределительные компании, в которых в 2007 году потери составили 36,2% от общего его поступления в РЭК;

- не принимаются решительные действия по улучшению менеджмента и техническому оснащению систем коммерческого учета, недостаточно внимания уделяется созданию автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии (АСКУЭ);

- государственные органы и энергетические компании не осуществляют целенаправленные и последовательные действия по созданию энергетического рынка и введению рыночных механизмов;

- ситуация усугубляется низкими тарифами на электроэнергию, не покрывающими затраты на ее производство, передачу и распределение;

- несовершенство учета реального потребления электроэнергии и существующая практика перекрестного субсидирования в ОАО "Электрические станции" затрудняет привлечение инвестиций и развитие конкуренции в энергетической отрасли;

- постоянный рост потребления электроэнергии при сохранении низких тарифов приводит к перегрузкам и массовым повреждениям оборудования в распределительных сетях; дефицит по выработке электроэнергии составляет около 10 млн. кВтч., причем только по северу республики - 200-300 МВт;

- последние 15 лет для энергетики Кыргызской Республики характеризовались устойчивым падением объемов финансирования, выделяемого на модернизацию отрасли и техническое перевооружение; в настоящее время степень износа основного оборудования электрических станций и сетей достигает 50%;

- из-за отсутствия инвестиций остается незавершенным начатое более 15 лет назад строительство перспективных генерирующих источников (Камбаратинские ГЭС, ТЭЦ-2 города Бишкек);

- существующая нестабильность в финансово-экономической деятельности энергокомпаний оказывает негативное влияние на состояние макроэкономической безопасности страны в целом;

- основными внутренними причинами, подрывающими энергетическую безопасность, являются: низкий уровень финансового менеджмента и приборного обеспечения коммерческого учета; хищение электроэнергии; низкая платежная дисциплина со стороны потребителей электроэнергии; отсутствие

должного внимания и надежных источников финансирования для обеспечения затрат на восстановление и реконструкцию оборудования;

- недостаточно сбалансированная политика в сфере развития межгосударственных энергетических связей и интеграции ЭЭС страны в формируемый объединенный рынок электрической мощности и энергии государств Центрально-Азиатского региона (ЦАР) не обеспечивает бескомпромиссное распределение водных и электроэнергетических ресурсов в регионе и может привести к вытеснению Кыргызской Республики с регионального рынка экспорта электроэнергии;

- попытки привлечения инвестиций в электроэнергетику для ввода новых мощностей не приносят желаемых результатов, за исключением небольших объемов капиталовложений в рамках программы государственных инвестиций и собственных средств компаний в развитие производственной базы.

Главными целями развития электроэнергетики на период до 2025 года являются:

- формирование структуры и размещение генерирующих мощностей и передающих магистральных электрических сетей, гарантирующих энергетическую безопасность и самообеспеченность Кыргызской Республики энергоресурсами;

- обеспечение надежного снабжения электрической и тепловой энергией внутренних потребностей экономики и населения страны;

- завершение реформирования ЭЭС как полноценного элемента рыночной экономики в соответствии с новыми положениями энергетической политики, с принятием необходимых законодательных и нормативных правовых актов, направленных на регулирование происходящих в секторе процессов;

- доведение до уровня, приближающегося к мировым показателям, основных индикаторов эффективности производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, вредного воздействия на окружающую среду;

- модернизация и наращивание производственного потенциала ЭЭС и повышение его эффективности на основе использования новых технологий, внедрения автоматизированных систем управления и оптимального регулирования графиков нагрузки;

- создание комплексов генерирующих мощностей и передающих линий электропередачи на базе использования гидроэнергетических ресурсов и угольных месторождений страны, ориентированных, преимущественно, на экспорт электроэнергии и электроснабжение крупных энергоемких производств, способствующих повышению эффективности отрасли и устойчивому развитию экономики Кыргызской Республики;

- активное участие в процессах межгосударственной интеграции в области электроэнергетики в рамках ЕврАзЭС и на двусторонней основе, в подготовке и создании единого конкурентного рынка электрической энергии и мощности.

Темпы реализации стратегических целей и решение связанных с этим задач в ЭЭС определяются развитием экономики страны в целом, имеющимися инвестиционными возможностями, эффективностью преодоления диспропорций в секторе, сложившихся до 2005 года, и относительно высокими инерционностью и капиталоемкостью процессов в энергетике.

На первом этапе (ориентировочно, 2008-2010 годы) будет осуществлено углубление структурных реформ, и укрепление рыночных начал в финансово-хозяйственной деятельности, формирующих фундамент устойчивого развития сектора. Этот период будет характеризоваться проведением сбалансированной ценовой и тарифной политики на энергоносители, ограниченными инвестиционными возможностями, необходимостью использования существующего производственного, технологического и кадрового потенциала и относительно невысокими темпами структурной перестройки и роста показателей эффективности. В течение этого периода в основном должны быть решены

проблемы привлечения инвестиций и управленческих "ноу-хау" в распределительных энергокомпаниях за счет участия частного капитала.

В последующие годы (с 2011 года по 2025 год), по завершении структурных и рыночных реформ в акционерных энергокомпаниях, появится возможность формирования инвестиционного потенциала, который будет направляться на техническое перевооружение производства и реконструкции, а также на развитие сектора.

Кардинальное изменение темпов роста производственной базы ЭЭС будет связано с приходом крупных внешних инвесторов и может происходить как на первом этапе, так и в последующие годы.

Первостепенными задачами в ЭЭС экономики на 2008-2010 годы являются:

- проведение реформы системы управления энергетическим сектором, создание необходимых институциональных рамок и нормативной правовой базы, завершение структурной реформы сектора;
- разработка и проведение сбалансированной и стимулирующей рост реального сектора экономики тарифной политики, обеспечивающей покрытие фактических затрат энергетических компаний на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии и исключающей перекрестное субсидирование потребителей; разработка и осуществление практических мер по сокращению потерь и хищений энергии;
- улучшение финансового состояния и корпоративного управления субъектов энергетического сектора, усиление коммерческой и финансовой дисциплины в секторе и достижение рентабельности субъектов отрасли; укрепление финансового положения в ЭЭС путем ежегодного снижения - квазифискального дефицита в энергетике на 1,3% от ВВП;
- кардинальное улучшение менеджмента и технического оснащения систем коммерческого учета с переходом к созданию АСКУЭ;
- завершение строительства Камбаратинской ГЭС-2 с выделением запланированных до конца 2009 года бюджетных ассигнований в объеме 3,5 млрд. сомов;
- создание полноценного внутреннего энергетического рынка с обеспечением конкурентной среды в области выработки и продажи электроэнергии путем строительства малых ГЭС и других альтернативных источников;
- принятие мер по сохранению конкурентного преимущества Кыргызстана на региональном экспортном рынке электроэнергии и развитию экспортного потенциала на основе внедрения открытого регионального энергетического рынка;
- разработка научно-технических основ развития отрасли и создание базы данных технико-экономического обоснования (далее - ТЭО) перспективных объектов электроэнергетики;
- совершенствование условий привлечения частных инвестиций в развитие сектора.

Основой реализации этих задач следует считать увеличение выработки электроэнергии путем реабилитации существующих генерирующих мощностей, в первую очередь реконструкцию Бишкекской ТЭЦ-1, Уч-Курганской ГЭС и Ат-Башинской ГЭС, с привлечением инвестиций в объеме 3,08 млрд. сомов или 75 млн. долл. США. Предстоит освоение гидроэнергетического потенциала реки Нарын путем строительства в 2008-2012 годы Камбаратинской ГЭС-2 установленной мощностью 360 МВт, с пуском первого агрегата к концу 2009 года, в 2012-2020 годы - Камбаратинской ГЭС-1 - 1900 МВт, в 2010-2020 годы - станций Верхне-Нарынского каскада ГЭС, а также увеличения роста мощности и производства электроэнергии на Бишкекской ТЭЦ. Намечаемые объекты, предполагаемые сроки ввода мощностей и выработка электроэнергии приведены в таблицах 2.1 и 2.2. Кроме того, в прогнозный период будут сооружаться объекты малой гидроэнергетики, выработка которых возрастет с 85 до 1,6 млрд. кВтч.

Таблица 2.1

ПРОГНОЗ
ввода в действие генерирующих источников
на период до 2025 года

Наименование	Устан. мощн. МВт	Сроки строитель- ства (годы)	2009 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Камбаратинские ГЭС № 1, № 2	1900	2013-2023			475	1425
	360	2007-2011	120	240		
Верхне-Нарынские ГЭС № 1, 2, 3	180	2012-2020			180	
Ак-Булунская	200	2016-2024				200
Сары-Джазские ГЭС	1200	2012-2025				
Кара-Кечинская ТЭС	1200	2016-2015				
Всего			120	240	655	1625

Таблица 2.2

ПРОГНОЗ
производства электроэнергии в Кыргызской Республике
действующими и перспективными электростанциями
на период до 2025 года (млрд. кВтч)

	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Нижне-Нарын- ский каскад ГЭС	13,557	13,88	13,642	12,294	14,547	14,547	14,547
ТЭЦ	1,164	1,367	0,890	1,077	2,350	2,350	2,350
Малые ГЭС		0,0846	0,0846	0,18	0,78	1,1	1,6
НВиЭ		0,015	0,015	0,02	0,025	0,03	0,045
Камбаратин- ские ГЭС № 1						1,2	5,6
№ 2				0,7	1,1	1,1	1,1
Верхне-Нарын- ские № 1, 2, 3						0,75	0,75

Ак-Булунская							0,75
Всего	14,721	15,3466	14,6316	14,271	18,60	21,075	26,742
произведено							
электроэнер-							
гии							

При благоприятных инвестиционных условиях возможно строительство Сары-Джазских ГЭС суммарной установленной мощностью 1200 МВт, к 2020-2025 годам. Альтернативными вариантами для усиления базовой мощности энергосистемы являются строительство Бишкекской ТЭЦ-2 мощностью 400 МВт и сооружение Кара-Кечинской тепловой электростанции мощностью 1200 МВт (далее – ТЭС) на угольном месторождении "Кара-Кече".

Выдача мощности и энергии в перспективе требует соответствующего развития магистральных электрических сетей 220-500 кВ за счет решения проблем усиления связи 500 кВ Юг-Север энергосистемы страны. Для увеличения передачи электроэнергии на север республики необходимо создание нового питающего центра 500 кВ – подстанции 500/220 кВ "Кемин" с ЛЭП 500 кВ Юг-Север, позволяющих в будущем выполнить присоединение и выдачу мощности Камбаратинских ГЭС. Для развития магистральных электрических сетей юга республики и снятия энергозависимости от соседних стран намечается строительство подстанции 500/220 кВ "Датка". Со строительством подстанции "Датка" предполагается реконструкция сетей 220 кВ общей протяженностью 360 км. В 2008-2010 годы намечается завершение проекта "Улучшение электроснабжения Баткенской области" (строительство ВЛ-110 кВ "Айгульташ-Самат"). Кроме того, необходимо строительство ЛЭП-500 кВ "Датка-Худжанд" (Таджикистан) для экспорта электроэнергии и энергосистемы стран Южной Азии.

Доставка энергии до потребителя предполагает реконструкцию существующих и строительство новых распределительных сетей, для чего необходимо, в первую очередь, обеспечить выход из сложившейся критической финансово-экономической ситуации в связи с неплатежами и хищениями электроэнергии. Это требует незамедлительных мер, направленных на ускоренное оздоровление распредкомпаний, посредством полномасштабной реструктуризации и приватизации, с привлечением частного сектора и инвестиций, которые, в конечном счете, должны привести к повышению уровня управленческого потенциала и эффективности их деятельности.

Прогнозные оценки электробаланса на 2008-2010 годы и до 2025 года (таблица 3.2) показывают, что намечаемая стратегия развития электроэнергетики сможет обеспечить покрытие перспективного роста потребления энергии отраслями экономики, соответствующего программе стратегического развития страны, и позволит увеличить экспортный потенциал отрасли к 2025 году в объеме 4,2 млрд. кВтч.

В связи с реальной возможностью наращивания экспортного потенциала электроэнергетики страны и наметившейся перспективой реализации инвестиционного проекта по импорту в Афганистан и Пакистан электроэнергии из Таджикистана и Кыргызской Республики, ОАО "Электрические станции" и ОАО "НЭС Кыргызстана" необходимо принять конкретные меры по участию в этом проекте.

2.2. Угольная промышленность

В Кыргызской Республике прогнозные запасы 70 основных угольных месторождений оцениваются величиной более чем 2,2 млрд.т при балансовых запасах – 1317 млн.т.

Существующая структура угольной промышленности включает 23 уголь-

ные компании (объединенные под управлением Государственного предприятия "Комур"), являющиеся акционерными обществами открытого типа, а также 7 малых предприятий, осуществляющих сезонные работы по добыче угля в осенне-зимний период, производственная деятельность которых контролируется Государственным агентством по геологии и минеральных ресурсов при Правительстве Кыргызской Республики как органом, выдающим лицензии на право ведения добычных работ в пределах лицензионных площадей, и Национальным статистическим комитетом Кыргызской Республики.

За время эксплуатационных работ в угольной промышленности максимальный уровень добычи был достигнут в 1979 году – 4508 тыс.т. Начиная с 1980 года, происходило постепенное снижение объема добычи до 3148 тыс.т в 1991 году. С 1992 года отмечается резкое падение производства: с 1942 тыс.т до 321,1 тыс.т в 2006 году, с ожидаемым ростом объемов добычи – до 402,5 тыс.т в 2009 году. Одновременно за 1991–2006 годы в 3 раза уменьшились объемы импорта угля, составив в 2006 году 907,4 тыс.т.

Такое положение обусловлено высокими затратами на транспортировку угля, отсталой технологией добычи, большим износом основных производственных фондов, достигающим 95%, неэффективностью большинства угольных компаний в условиях уменьшения спроса на уголь и снижения платежеспособности потребителей. Многие угольные шахты и разрезы, заложенные 40–50 лет назад, отрабатывают запасы угля, которые, по общепризнанным в мировой практике критериям (малая мощность, крутое падение, высокая зольность и др.), являются нетехнологичными. Шахтный фонд изношен, используемое оборудование, в основном, не соответствует технологическим требованиям сегодняшнего дня. Резкий рост железнодорожных тарифов и падение спроса на уголь привели к снижению объемов добычи угля и, как следствие, – росту удельных затрат на его производство.

Основными причинами кризисного состояния угольной промышленности являются отсутствие эффективного собственника, низкий уровень менеджмента.

Потребность в угле отраслей экономики и населения республики предполагается покрыть за счет увеличения добычи в 2010 году – до 460 тыс.т, с последующим ростом к 2025 году до 1700 тыс.т. В случае ввода Кара-Кечинской ТЭС добыча угля к 2025 году возрастет до 3 млн.т (табл. 3.3).

Основными целями реформирования угольной промышленности являются:

- формирование конкурентоспособных угольных компаний, обеспечивающих самофинансирование в длительной перспективе;
- создание конкурентного угольного рынка;
- улучшение условий труда и безопасности работы в угольной промышленности;
- социально-экономическое и экологическое оздоровление угледобывающих регионов.

Для дальнейшего развития отрасли существуют следующие предпосылки:

- значительные промышленные запасы угля;
- наличие подготовленной базы для разработки месторождений;
- производственный персонал;
- увеличение выработки энергии на тепловых электрических станциях с использованием угля месторождения "Кара-Кече";
- более широкое использование угля для производственных нужд, коммунальных потребителей и населения.

Рост объемов добычи угля предполагается осуществлять за счет поддержания и увеличения на 30% уровней его добычи на существующих угольных предприятиях бурогоугольного месторождения "Кара-Кече", шахтах "Беш-Бурхан", "Жергалан", "Сулукта" и "Таш-Кумыр".

В долгосрочной перспективе расширение мощности разреза "Кара-Кече" до проектного уровня от 1500 до 3000 тыс.т угля в год даст возможность

обеспечить топливоснабжение намечаемого строительства Кара-Кечинской ТЭС, тем самым обеспечить север республики базовой электроэнергией, снять часть электрической нагрузки с ТЭЦ города Бишкек и ограничить импорт дорогостоящего газа и угля. Осуществление этих работ возможно с привлечением иностранных инвестиций.

Кара-Кечинскую ТЭС мощностью 1200 МВт планируется строить в Джумгалском районе Нарынской области, вблизи угледобывающих предприятий, разрабатывающих Кавакский бурогольный бассейн.

Детально разведанные запасы угля по Кавакскому бассейну составляют 279,3 млн.т, в том числе месторождение "Кара-Кече" для открытых горных работ – 192,5 млн.т.

Обеспечение Кара-Кечинской ТЭС потребует добычи не менее 2,5 млн.т угля в год. Вопросы размещения отвалов пустых пород, строительства карьерных дорог и водоселевых сооружений, проведение рекультивационных и природоохранных мер будут решаться в рамках Программы развития угольной промышленности на период до 2015 года. Параллельно прорабатывается вопрос создания единого угледобывающего предприятия на базе существующих угольных предприятий, разрабатывающих в настоящее время месторождение "Кара-Кече". Учитывая, что угледобывающие предприятия должны поставлять уголь населению, промышленным предприятиям и организациям Нарынской, Иссык-Кульской, Таласской и Чуйской областей, общий объем добычи должен быть не менее 3 млн.т угля в год.

Планируется, в первую очередь, увеличить добычу угля на действующих угледобывающих предприятиях с последующим вовлечением в разработку других месторождений, после проведения на них детальной разведки.

На момент выхода Кара-Кечинской ТЭС на полную производственную мощность распределение объемов добычи угля будет выглядеть следующим образом: месторождение "Кара-Кече" – 2 млн.т, месторождение "Мин-Куш" – 900 тыс.т, прочие месторождения – 300 тыс.т.

Потребность в горношахтном оборудовании для угольных разрезов Кавакского бурогольного бассейна для обеспечения объема добычи 3 млн.т в год составляет 3,22 млрд. сомов (78,420 млн. долл.США).

В целях увеличения объемов добычи угля на Кавакском месторождении необходимо выполнить работы по реконструкции существующих грунтовых автодорог, мостов на участках "Дыйкан-Кара-Кече" протяженностью 39 км, с.Арал до п.Мин-Куш протяженностью 35 км, а также участки технологических подъездных дорог от поселков до участков открытых работ. Ориентировочная стоимость работ – 139,43 млн. сомов (3,4 млн. долл.США).

2.3. Нефтегазодобывающая промышленность и нефтегазоснабжение

По прогнозным оценкам, запасы неразведанных ресурсов нефти и газа в Кыргызской Республике составляют порядка 289 млн.т.у.т. На территории Джалал-Абадской, Ошской и Баткенской областей разрабатываются 15 нефтегазовых месторождений с извлекаемыми промышленными запасами нефти – 11,6 млн.т и природного газа – 4,9 млрд. куб.м. Добыча нефти и природного газа имеет незначительные объемы и за период 1991-2007 годов снизилась в 2,2 раза по нефти и в 6,4 раза по газу.

Нефтегазодобывающую отрасль Кыргызской Республики представляет акционерное общество (далее – АО) "Кыргызнефтегаз".

Все нефтегазовые месторождения были открыты более 70 лет назад, находятся на поздней стадии разработки и выработаны почти на 70%. Из оставшихся запасов нефти 80% являются трудно извлекаемыми. Их отработка требует дополнительных затрат и применения специальных технологий. Фонд эксплуатационных скважин АО "Кыргызнефтегаз" сформирован в основном из скважин бурения 60-х – 70-х годов. Самые новые нефтяные скважины, пробуренные в 1992 году, уже имеют амортизацию в 30%. Естественное сниже-

ние объемов добычи за счет всех этих факторов составляет 5 тыс.т нефти ежегодно. Объем добычи снизился со 142,7 тыс.т в 1991 году до 68,2 тыс.т в 2007 году. Для прекращения дальнейшего спада добычи нефти усиленно проводятся соответствующие технические мероприятия. Планируется ежегодное введение до 5 новых скважин, что позволит, наряду с использованием новых технологий в нефтедобыче, увеличить объем производства нефти, а затем стабилизировать ее на уровне 80 тыс.т в год, с перспективой добычи до 95 тыс.т после 2010 года.

Уровень добычи природного газа снижается вследствие выработки месторождений, износа оборудования, а также из-за отсутствия финансирования. В 2006 году было добыто 19,4 млн. куб.м газа, в 2007 году – 14,9 млн. куб.м. По прогнозу, в 2010 году и далее планируется добывать по 25 млн. куб.м газа ежегодно.

В долгосрочной перспективе обеспечение дальнейшего роста возможно только за счет разведки новых месторождений на перспективных площадях, прогнозные запасы которых оцениваются в Ферганской долине в 109 млн.т условного топлива (далее – т.у.т), в Алайской долине – 50 млн.т.у.т., в Нарынской впадине – 75 млн.т.у.т., в Иссык-Кульской впадине – 25 млн.т.у.т., в Восточно-Чуйской впадине – 30 млн.т.у.т. На период до 2010 года предусмотрено бурение новых эксплуатационных скважин с выполнением глубокого бурения.

Для увеличения добычи нефти и газа до планируемых объемов потребуется 868,7 млн. сомов. Выполнение этих работ предусмотрено с привлечением иностранных инвестиций, при этом, за счет собственных средств АО "Кыргызнефтегаз" намерено ежегодно выделять до 120 млн. сомов.

Суммарное потребление нефтепродуктов за 1991-2006 годы сократилось в 2,2 раза, с 2778 тыс.т до 1156 тыс.т, природного газа за этот период – с 2,08 млрд. куб.м до 648 млн. куб.м, или более чем в 3 раза. В целом самообеспеченность республики нефтепродуктами и природным газом составляет менее 5% и полностью зависит от внешних поставок нефтепродуктов, природного газа.

В нефтеперерабатывающей отрасли фактически работает одно предприятие – СП "Кыргыз Петролеум Компани" (НПЗ), которое в основном перерабатывает кыргызскую нефть, добываемую АО "Кыргызнефтегаз", с объемом поставок, не обеспечивающим производственные мощности завода.

За последние три года произведено 84 тыс.т бензина, 76,1 тыс.т дизельного топлива и 122,8 тыс.т мазута, со средним ежегодным снижением производства бензина на 4% и мазута – на 3%. Более стабильным остается производство дизельного топлива.

Для стабильного производства нефтепродуктов, обеспечивающих потребности рынка Кыргызской Республики, используются импортное сырье и компоненты, ввоз которых связан с высокими ставками акцизов на нефть, газоконденсат и бензин. Это делает производство нефтепродуктов в Кыргызскую Республику проблематичным и неконкурентоспособным по качеству и цене. В связи с этим для геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Кыргызской Республики 14 мая 2007 года подписано Соглашение "Об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Кыргызской Республики" между Правительством Кыргызской Республики и ОАО "Газпром" (Российская Федерация).

В настоящее время по поручению закрытого акционерного общества (далее – ЗАО) "Зарубежнефтегаз" (уполномоченный представитель в Кыргызской Республике ОАО "Газпром") общество с ограниченной ответственностью "Всероссийский научно-исследовательский институт "Газ" подготовило технико-экономическую оценку геологического изучения недр на перспективных площадях по нефти и газу в Кыргызской Республике и поэтапную программу геологоразведочных работ. После изучения представленных обществом с ограниченной ответственностью "Всероссийский научно-исследо-

вательский институт "Газ" материалов Государственным агентством по геологии и минеральным ресурсам при Правительстве Кыргызской Республики выдана лицензия ОАО "Газпром" на проведение геологоразведочных работ на месторождениях "Кугарт" и "Майлису IV".

Структурная политика в нефтегазовой отрасли в большой степени будет связана с совершенствованием налоговой политики по регулированию недропользования, привлечением прямых инвестиций в разработку и добычу новых месторождений нефти и газа, загрузкой на полную мощность предприятий по нефтепереработке в республике. В нефтепереработке необходимо обеспечить полную загрузку производства СП "Кыргыз Петролеум Компани" до 500 тыс.т и реанимацию СП "Восток" с доведением производства продукции на нем до 180 тыс.т в год.

Стратегия развития газоснабжения будет направлена на создание условий для обеспечения надежного газоснабжения, разгосударствления и приватизации газового хозяйства страны, реконструкции и развития газотранспортных сетей.

Поставку природного газа потребителям Кыргызской Республики в объеме порядка 500 млн. куб.м в год и оказание услуг по транспортировке казахстанского транзитного природного газа по магистральному газопроводу, расположенному в Чуйской долине, осуществляет ОАО "Кыргызгаз". По газопроводам, проходящим по территории южной части республики, осуществляется транзит природного газа потребителям Ферганской долины Республики Узбекистан. По прямым договорам в Кыргызскую Республику поступает около 300 млн. куб.м природного газа.

ОАО "Кыргызгаз" является естественным монополистом в осуществлении всего комплекса задач по обеспечению потребителей республики природным и сжиженным газом, эксплуатируя 708,7 км магистральных газопроводов (МГ); 590,8 км газопроводов среднего давления; 1624,3 км газопроводов низкого давления; 13,9 км газопроводов высокого давления; 203 газораспределительных пунктов (ГРП) и 717 шкафных газораспределительных пунктов (ШГРП).

Эксплуатируемая в настоящее время часть магистрального газопровода на севере страны проложена в одно- и двухниточном исполнении диаметром 720 мм. Из-за плохого технического состояния двухниточного участка МГ фактически 112 км газопровода эксплуатируются в одноститочном исполнении. В соответствии с требованиями эксплуатации, предусматривающими обязательное двухниточное исполнение магистральных газопроводов, необходимо завершить прокладку и обустройство второй нитки.

Основные активы ОАО "Кыргызгаз" эксплуатируются в течение 30-35 лет и предельно изношены (более, чем на 70%). Анализ состояния газопроводов и характер их повреждения показывают, что основная часть их не подлежит восстановлению и требует замены. Низкое техническое состояние газопроводов приводит к потерям природного газа, которые ежегодно составляют порядка 14-15% от объема поступлений в республику.

Финансово-экономическое состояние ОАО "Кыргызгаз" характеризуется большими объемами дебиторской задолженности перед поставщиками природного газа (Узбекистан, Казахстан) и одновременно с кредиторской задолженности со стороны ОАО "Электрические станции", бюджетных организаций и населения. Из-за этого отсутствуют средства для восстановления полноценного функционирования магистрального газопровода, распределительных сетей среднего и низкого давления, которые требуют значительных инвестиций. Существующие цены на природный газ и их постоянный рост не дают возможности в полной мере реализовать мероприятия по ремонту и восстановлению. Необходимый объем инвестиций в модернизацию и ремонтно-восстановительные работы, а также полную замену оборудования составляет 24,4 млрд. сомов (595 млн. долл. США).

В целях организации коммерческого учета потребленного газа осу-

ществляется установка газовых счетчиков. В первую очередь газовыми счетчиками оснащаются категории потребителей с наибольшим потреблением природного газа: это – дома в частном секторе, где отсутствует центральное отопление и горячее водоснабжение, и многоквартирные дома. К настоящему времени газовые счетчики установлены примерно у 80% населения республики.

В целях ускоренного проведения ремонтно-восстановительных работ и модернизации газотранспортной системы, инвестирования средств в создание новых газотранспортных мощностей на территории страны и обеспечения бесперебойного газоснабжения севера республики осуществлена передача в доверительное управление совместному кыргызско-казахстанскому предприятию "КырКазГаз" активов магистрального газопровода Бухарский газопроводный район – Ташкент-Бишкек-Алматы (БГР-ТБА), расположенного на территории Кыргызской Республики. Это позволит обеспечить поступление беспроцентных инвестиций в совместное предприятие со стороны АО "КазТрансГаз" для ремонта и модернизации газотранспортных систем в период до 2008 года в объеме 717,68 млн. сомов (17,5 млн. долл.США), с возвратом полученных кредитов в течение 2008-2025 годов.

Параллельно с проектом совместного предприятия с АО "КазТрансГаз" рассматриваются перспективы сотрудничества с ОАО "Газпром", с которым подписано Соглашение "Об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Кыргызской Республики" между Правительством Кыргызской Республики и ОАО "Газпром", предусматривающее возможность создания совместного кыргызско-российского предприятия по обеспечению поставки природного, сжиженного газа и нефтепродуктов в Кыргызскую Республику, а также инвестирования денежных средств в сумме 3280,8 млн. сомов (80 млн. долл.США) в АО "Кыргызнефтегаз". Рассматривался вопрос об учредительском вкладе кыргызской стороной в уставной капитал СП в виде госпакета акций АО "Кыргызнефтегаз" или денежных средств в сумме 82,02 млн. сомов (2 млн. долл.США).

Казахстанской стороной осуществляется проработка проекта по вопросам транспортировки туркменского и узбекского газа в объеме до 10 млрд. куб.м в Китайскую Народную Республику – через Алматы по действующим магистральным газопроводам БГР-ТБА. В случае прохождения газопровода по территории севера республики Кыргызская Республика имеет возможность участвовать в этом проекте, с получением платы за транзит порядка 615,15 млн. сомов (15 млн. долл.США) в год.

Для повышения эффективности функционирования ОАО "Кыргызгаз" необходима разработка и реализация ряда мероприятий:

- создание условий для привлечения максимального объема отечественных и иностранных инвестиций и передовых технологий;
- разработка эффективной тарифной политики с государственной программой защиты малообеспеченных слоев населения вследствие роста цен на энергоносители;
- разработка технико-экономического обоснования строительства газопроводов через территорию Кыргызской Республики; создание стабилизационного фонда технического переоснащения сетей АО "Кыргызгаз".

Завершение сооружения второй нитки магистрального газопровода на участке от ст.Чалдовар до р.Чу позволит обеспечить надежную поставку природного газа потребителям севера республики и южных областей Республики Казахстан, с ежегодным получением доходов от транзита в сумме до 135,34-143,54 млн. сомов (3,3-3,5 млн. долл.США); расширить сеть газоснабжения, увеличив число потребителей природного газа как среди населения, так и среди промышленных потребителей; усовершенствовать систему учета путем постоянного обновления технических приборных средств. Особенно перспективным может стать проект строительства магистрального газопровода через территорию Кыргызской Республики в Китайскую Народную

Республику, что обеспечит значительные валютные поступления за транзит газа.

Недостаточно высокий уровень сбора платежей за природный газ и рачмочные условия Узбекистана по оплате за природный газ приводят к дефициту средств и ограниченности финансовых возможностей ОАО "Кыргызгаз" для инвестиций в ремонтно-восстановительные работы, а также модернизацию основных производственных средств. В связи с этим ОАО "Кыргызгаз" подготовило ряд инвестиционных проектов по замене и модернизации магистральных и распределительных газопроводов, оснащению современными приборами учета газораспределительных станций, замерных узлов, газорегуляторных пунктов и населения, приобретению передвижных лабораторий и поверочных установок, а также других приборов, и направило их потенциальным инвесторам. Общая сумма по этим проектам составляет 295,3 млн. сомов (7,2 млн. долл. США).

Высокая зависимость экономики от экспортных поставок газа выдвигает задачу получения собственного газа неуглеводородного происхождения (биогаз) путем широкого внедрения, особенно в сельской местности, биогазовых установок и разработку соответствующей программы.

2.4. Теплоснабжение

Ежегодно в республике на цели отопления и горячего водоснабжения вырабатывается более 2,5 млн. Гкал тепловой энергии, в том числе, в системе ОАО "Электрические станции" – до 60% общего объема выработки. В 2006 году по сравнению с 1990 годом выработка тепловой энергии снизилась в 3,1 раза и составила 2,794 млн. Гкал и в 2007 году – до 2162 млн. Гкал, что вызвано закрытием промышленных котельных и уменьшением тепловой и электрической мощности ТЭЦ города Бишкек.

На производство тепловой энергии всеми теплогенерирующими источниками расходуется порядка 600 тыс.т.у.т., в том числе природного газа – 53%, угля – 29%, топочного мазута – 18%. Сложившаяся структура топливопотребления, когда около 80% составляет импортируемое топливо по ценам, близким к мировым, является высокзатратной и экономически невыгодной.

В настоящее время централизованное теплоснабжение существует в 4 городах республики: в городе Бишкек – 85% жилого фонда, городе Ош – 35-40%, городе Кызыл-Кия – 60% и городе Каракол – 26%.

Городские тепловые сети строились и вводились в эксплуатацию параллельно с вводом тепловых мощностей; в настоящее время большинство трубопроводов отработали нормативный срок и требуют замены. Их старение ведет к снижению надежности работы, что приводит к росту тепловых потерь и утечек сетевой воды.

Изменения структуры потребления тепловой энергии в промышленности, в коммунально-бытовом секторе и населением произошли из-за сокращения количества потребителей, перевода части их на электротеплоснабжение при повышении тарифов на тепловую энергию.

Помимо тепловых станций и крупных котельных, тепловую энергию (главным образом, на отопление) вырабатывают ведомственные котельные и котельные промышленных предприятий, а также котельные управления Кыргызжилкоммунсоюза, в структуру которого входят 6 областных управлений.

Себестоимость 1 Гкал тепловой энергии, вырабатываемой котельными, формируется в пределах 800-1000 сомов (в зависимости от вида топлива). Разница между низкими отпускными ценами на теплоэнергию и высокими затратами на ее производство покрывается для котельных Кыргызжилкоммунсоюза государством дотационными выплатами.

В производстве тепловой энергии значительное место занимают электрические котельные (около 3000) с суммарной тепловой мощностью 4200 Гкал/час, что в 3,5 раза больше тепловой мощности ТЭЦ № 1 города Биш-

кек. Средняя себестоимость выработки тепловой энергии по электрическим котельным составляет 700-800 сом/Гкал.

Принятое в свое время Правительством Кыргызской Республики решение о перепрофилировании электрокотельных на местное органическое топливо явилось преждевременным и экономически недостаточно обоснованным, поскольку не учитывались сложности обеспечения потребителей топливом и резкий спад производства местной угольной промышленности.

Действующие в настоящее время тарифы на тепловую энергию ниже фактических издержек на ее производство в 2-4 раза. Основной поставщик ОАО "Электрические станции" покрывает убытки от потребления тепловой энергии населением за счет перекрестного субсидирования от доходов за экспорт электроэнергетики и частично из средств бюджета.

Существующее котельное хозяйство республики не оборудовано в достаточной степени приборами учета по выработке тепловой энергии. Учет тепловой энергии производится расчетным путем по потребности теплотенергии и по количеству израсходованного на ее производство топлива, что приводит к большой погрешности. Оснащенность приборами учета тепловой энергии не превышает 20%, что в несколько раз ниже, чем в промышленно развитых странах. Только в ОАО "Бишкектеплосеть" проводится планомерная работа по установке у потребителей приборов учета тепловой энергии, а также замена устаревших приборов на более современные.

Повышение стоимости тепловой энергии, предназначенной для отопления и горячего водоснабжения, привело к тому, что около 80% потребителей (главным образом, население и бюджетные организации) становятся неплатежеспособными. Многие потребители тепловой энергии отказываются вследствие этого от отопления в зимний период, что приводит к разрегулировке централизованной системы теплоснабжения.

Одним из серьезных факторов, усугубляющих ситуацию, является несбалансированное использование энергоресурсов в региональном разрезе (например, внедрение электротеплоснабжения в районах, где есть дешевый местный уголь). Если в переходный период к рынку (1990-1995 годы) широкое использование электроэнергии было оправдано, то в настоящее время такой подход нецелесообразен как в техническом, так и в экономическом отношении, поскольку получение тепла за счет электроэнергии обходится в несколько раз дороже, чем при использовании органического топлива, и приводит к увеличению дефицита электроэнергии в республике.

Теплоснабжение в Кыргызской Республике имеет большое социально-экономическое значение. Любые сбои в обеспечении населения и других потребителей теплом негативным образом воздействуют на экономику страны и усиливают социальную напряженность в обществе.

Прогнозный рост производства тепловой энергии в республике по отношению к 2005 году составит в 2010 году - 9-13% и в 2020 году - 22-34%. При этом, предусматривается рост реального потребления тепловой энергии в 1,4-1,5 раза за счет сокращения потерь и использования высокого потенциала энергосбережения в этом секторе энергетики.

Для достижения указанных целей необходимо:

- создать систему управления теплоснабжением в регионах с определением организационных и экономических механизмов, обеспечивающих надежное ее функционирование;
- расширить нормативную правовую базу теплоснабжения. При этом, должны быть созданы организационно-правовые и экономические механизмы разработки и реализации новых комплексных генеральных планов электро-, газо- и теплоснабжения городов и населенных пунктов, с учетом оптимальной структуры энергоресурсов, степени централизации теплоснабжения и теплофикации;
- осуществить разработку тарифной политики, обеспечивающей покрытие фактических издержек на выработку тепла и поэтапное внедрение новой

системы тарифов на тепловую энергию, с возможным введением дифференцированных тарифов по объемам потребления, времени года, количеству часов использования максимума нагрузок, отдельно по городам (возможно, и по отдельным источникам) с целью исключения перекрестного субсидирования неэкономичных источников тепла за счет высокорентабельных;

- создать информационно-аналитическую базу данных для определения объемов энергоресурсов, расходуемых на теплоснабжение, с последующей корректировкой направлений развития теплоснабжения в городах, регионах и стране в целом;

- обеспечить повышение энергоэффективности и технической модернизации отрасли.

Выполнение перечисленных задач возможно при успешном проведении следующих мероприятий:

- оптимизация уровня централизации систем теплоснабжения (ТЭЦ, мини-ТЭЦ, центральные и районные котельные) с учетом концентрации спроса, изменений структуры себестоимости тепловой энергии и ее транспортировки, рыночных условий хозяйствования и структуры собственности потребителей энергии;

- совершенствование схем и оборудования систем теплоснабжения (в частности, повсеместный переход на современные предварительно изолированные трубы на теплотрассах);

- повсеместное внедрение систем автоматического и ручного регулирования систем отопления, оснащение их измерительной и регулирующей приборной и арматурной аппаратурой;

- повышение эффективности функционирования энергоисточников и тепловых сетей за счет снижения издержек системы теплоснабжения в целом, привлечения частных инвестиций;

- обеспечение управления спросом на тепловую энергию силами и средствами потребителей (а не поставщиков тепла), для чего потребуются массовое внедрение систем автоматического регулирования на тепловых пунктах у конечных потребителей, с поэтапным переходом на независимые схемы присоединения к сети и внедрением количественного и качественно-количественного регулирования отпуска тепловой энергии, которая может быть поставлена (подана) в сеть от различных источников;

- широкое использование солнечной энергии в системах отопления и горячего водоснабжения;

- развитие рыночных отношений и изменение структуры собственности, что повлияет на структуру производства тепловой энергии в направлении децентрализации и меньшей зависимости от акционерных энергокомпаний.

Развитие теплоснабжения города Бишкек должно осуществляться в соответствии с постановлениями Правительства Кыргызской Республики от 21 ноября 2006 года № 805 "О Генеральном плане города Бишкек на период до 2025 года" и от 27 апреля 2004 года № 300 "О плане действий по дальнейшей реализации консолидированного кредита Всемирного банка на структурные преобразования (CSAC) в области центрального теплоснабжения Кыргызской Республики".

2.5. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии и малые ГЭС

Снижение добычи углеводородного сырья в Кыргызской Республике, ограничение импорта и повышение цен на энергоносители создают благоприятные условия для развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и малых ГЭС.

Потенциальные энергоресурсы НВИЭ республики, реально доступные при нынешнем уровне развития техники и технологий, составляют 840 млн.т.у.т. в год. В настоящее время практическое использование НВИЭ незначительно и в энергобалансе страны оно составляет лишь 0,17%.

Наиболее технически подготовленными для широкого практического использования являются разработки по теплоснабжению за счет солнечной энергии и биогазовых технологий и электроснабжению на основе использования энергии ветра, малых водотоков и солнечных фотоэлектрических станций.

Развитие малой гидроэнергетики должно осуществляться также путем восстановления и строительства малых ГЭС. Суммарный гидроэнергетический потенциал обследованных на территории республики 172 рек и водотоков, с расходом воды от 0,5 до 50 куб. м/с, превышает 80 млрд. кВтч в год, из них технически приемлемый к освоению составляет 5-8 млрд. кВтч в год.

По предложениям специалистов уже сейчас есть возможность сооружения 92 новых малых ГЭС с суммарной мощностью 178 МВт и среднегодовой выработкой до 1,0 млрд. кВтч электроэнергии. Могут быть восстановлены 39 существовавших ранее малых ГЭС, общей мощностью 22 МВт и среднегодовой выработкой до 100 млн. кВтч электроэнергии. Разработаны предложения по строительству 7 ГЭС на ирригационных водохранилищах с установленной мощностью 75 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии около 220 млн. кВтч.

Особо важное место все эти станции могут иметь для электроснабжения рассредоточенных объектов в горной и сельской местностях с развитой гидрографической сетью, где строительство крупных линий электропередачи экономически невыгодно.

Удельные затраты на строительство новых малых ГЭС зависят в значительной мере от месторасположения станции и производителей оборудования и составляют 32,8-61,5 тыс. сомов (800-1500 долл.США). Себестоимость выработки электроэнергии на восстанавливаемых малых ГЭС может составить 8,1-28,1 тыйын/кВтч, на вновь строящихся малых ГЭС - 13,1-13,6 тыйын/кВтч, на малых ГЭС при ирригационных водохранилищах - 22-44,9 тыйын/кВтч. По расчетам, срок окупаемости малой ГЭС, имеющей эффективные эксплуатационные показатели, при тарифах на электроэнергию в пределах 41-62 тыйын/кВтч, составляет 7-10 лет, что не привлекает потенциальных инвесторов. Необходимо проведение новой тарифной политики для НВИЭ, позволяющей сократить сроки окупаемости, что увеличит инвестиционную привлекательность малых ГЭС.

Одним из путей повышения экономической эффективности малых ГЭС может стать снижение затрат на их сооружение за счет использования унифицированных проектов и серийного заказа однотипного оборудования, а также привлечения местных строительных организаций.

Для установления экономически и технически обоснованных масштабов развития малой гидроэнергетики в Кыргызской Республике необходимо:

1. Принятие Закона Кыргызской Республики "Об использовании возобновляемых источников энергии".
2. Создание Фонда развития НВИЭ и малой гидроэнергетики.
3. Разработка Национальной научно-технической программы использования НВИЭ и развития малой гидроэнергетики, ее государственная поддержка.

Необходимо привлечь к реализации задач развития малой гидроэнергетики местных предприятий-производителей, сохранивших технологические линии, где будут изготавливаться электротехническое оборудование и материалы, комплектующие детали, а также прямые инвестиции и гранты международных финансовых институтов.

Малая гидроэнергетика позволит уменьшить нагрузку на энергосистему, создаст условия для управления процессом производства и распределения электроэнергии, особенно в отдаленных высокогорных и сельских районах, а также обеспечит электроэнергией сельскохозяйственные субъекты и насосные станции.

3. Топливо-энергетический баланс Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и долгосрочную перспективу до 2025 года

Формирование структуры топливо-энергетического баланса (ТЭБ) происходило под воздействием процессов построения собственной государственности и перехода к рыночной экономике (рис. 3.1.).

Рис. 3.1. Производство и потребление ТЭР за период 1990-2006 годов относительно 1990 года

В перспективе надежное и бесперебойное обеспечение энергией внутренних потребителей требует прогноза спроса на энергоносители и их сбалансированности по объемам производства, с учетом капиталоемкости и инерционности энергетического производства и тенденций социально-экономического развития страны на средне- и долгосрочную перспективу.

К числу важнейших принципов ресурсной политики при разработке прогноза потребностей на энергоносители отнесены:

- сокращение импорта углеводородного топлива за счет замещения органических видов энергоносителей возобновляемыми источниками энергии (ГЭС и НВИЭ);
- осуществление сдерживания темпов роста энергопотребления на основе проведения активной политики энергосбережения к 2010 году на уровне 10%, с последующей корректировкой этого показателя в долгосрочной перспективе до уровня имеющегося потенциала энергосбережения, который оценивается в 45-50%;
- обеспечение темпов роста потребления энергоресурсов на уровне 0,5-0,4 от темпов роста ВВП к 2010-2025 годам;
- диверсификация энергоносителей на внутреннем рынке, основанном на оптимальном регулировании цен, тарифов и развития конкуренции на рынке энергоресурсов.

3.1. Прогноз спроса энергоносителей на 2008-2010 годы и долгосрочную перспективу до 2025 года

Прогноз спроса на энергоносители проведен на основе принятых программных документов экономического развития Кыргызской Республики и на основе отчетных данных Национального статистического комитета Кыргызской Республики по тенденциям макроэкономических индикаторов, энергопотребления и прогноза влияния на них роста цен на импортируемые энергоносители (природный газ и нефтепродукты) и принципов ресурсной политики (табл. 3.2).

В НЭПе рассмотрены 2 сценария развития потребления топливо-энергетических ресурсов (далее - ТЭР) в соответствии со среднегодовыми темпами роста ВВП страны на периоды:

- 2008-2010 годы - 108,1% в соответствии со Стратегией развития страны до 2010 года (далее - СРС);
- 2011-2014 годы - 106%, 2015-2020 годы - (по I сценарию - 104%, по II сценарию - 105%), 2021-2025 годы - (по I сценарию - 103%, по II сценарию - 104%) согласно прогнозу Центра экономических стратегий (далее - ЦЭС) Министерства экономического развития и торговли Кыргызской Республики.

Анализ тенденций социально-экономического развития и энергопотребления показывает, что за период 1990-2006 годов при росте реальных темпов ВВП (в ценах 1990 года) до 82% в 2006 году и темпов энергопотребления до 45%, энергоемкость ВВП снизилась в 2006 году до 55%, энергопотребление до - 37%. Электропотребление на душу населения относительно

уровня 1990 года возросло до 105%, в то время, как электроемкость ВВП возросла до 155%, что свидетельствует о процессах диверсификации углеводородного топлива, так как 85% их импортируются из соседних государств.

Прогноз энергопотребления по первому и второму сценариям по видам энергоресурсов приведен в таблице 3.1, на основе которых разработан прогноз ТЭБ республики.

3.2. Топливо-энергетический баланс Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и перспективу до 2025 года

Основой формирования ТЭБ на перспективу являются электробаланс, баланс угля, баланс природного газа, баланс нефти и нефтепродуктов.

В соответствии с прогнозом электробаланса Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и период до 2025 года по первому сценарию ожидается (табл. 3.2):

- снижение выработки электроэнергии до 13,57 млрд. кВтч к 2010 году, в связи с уменьшением объемов воды в Токтогульском гидроузле из-за климатических условий и маловодности последних лет, что повлечет за собой сокращение экспорта до 1,07 млрд. кВтч электроэнергии;

- рост производства электроэнергии прогнозируется к 2015 году до 18,4 млрд. кВтч, с вводом на полную мощность Камбаратинской ГЭС-2, к 2025 году - до 26,7 млрд. кВтч с вводом на полную мощность Камбаратинской ГЭС-1. При этом, возможно увеличение экспорта электроэнергии к 2015 году до 2,16 млрд. кВтч, к 2025 году - до 4,26 млрд. кВтч;

- снижение потерь электроэнергии в сетях, в т.ч. при транспортировке по сетям ОАО "НЭС Кыргызстана" к 2010-2025 годам - до 5,5%, при распределении до конечного потребителя по сетям распределительных компаний (далее РЭК) - технических потерь к 2010 году - до 15% и к 2025 году - до 12%, коммерческих потерь к 2010 году - до 3% и к 2025 году - до 0%;

- увеличение потребления электроэнергии в соответствии со среднегодовыми темпами роста ВВП согласно СРС до 10,1 млрд. кВтч к 2010 году и до 18 млрд. кВтч - к 2025 году.

По первому сценарию (табл. 3.2) необходимо рассмотреть возможность роста выработки электроэнергии ТЭЦ города Бишкек, в этом случае в 2010 году возможно увеличение производства электроэнергии до 14,8 млрд. кВтч. При сооружении и вводе к 2015 году Кара-Кечинской ТЭС производство электроэнергии увеличится до 19,7 млрд. кВтч, с вводом Верхне-Назынского каскада ГЭС, Ак-Булунской ГЭС, Камбаратинской ГЭС-1, а также ГЭС на реке Сары-Джаз прогнозируется рост производства электроэнергии к 2025 году - до 33,89 млрд. кВтч.

При этом, возможно увеличение экспорта электроэнергии к 2015 году до 3,3 млрд. кВтч, к 2025 году - до 6,4 млрд. кВтч.

По второму сценарию прогнозируется ускорение темпов роста внутреннего потребления электроэнергии до 22,64 млрд. кВтч к 2025 году, за счет прогнозируемого ввода крупных электроемких производств алюминия, с потреблением электроэнергии от 2 до 4 млрд. кВтч в год, а также модернизации и запуска на полную мощность завода "Кристалл" в городе Таш-Кумыр.

Снижение потерь электроэнергии в сетях ожидается, в т.ч. при транспортировке по сетям ОАО "НЭС Кыргызстана" к 2010-2025 годам - до уровня 5,0%. При распределении до конечного потребителя по сетям РЭК - технических потерь к 2010 году до 15% и к 2025 году - до 10%, а также коммерческих потерь к 2010 году - до 3% и сведение к нулю к 2025 году.

В соответствии с прогнозом баланса угля на период до 2025 года (табл. 3.3) ожидается:

- по первому сценарию: рост добычи угля к 2015 году до 1 млн.т, к

2025 году – до 1,7 млн.т;

– по второму сценарию: при строительстве Кара-Кечинской ТЭС мощностью 1200 МВт возникнет необходимость подготовки к ускоренному освоению месторождения "Кара-Кече", за счет чего прогнозируется рост добычи угля к 2015 году до 4,1 млн.т и к 2025 году – до 4,7 млн.т. При этом, прогнозируется постепенное сокращение импорта угля до 750 тыс.т к 2025 году;

– увеличение экспорта угля к 2025 году до 200 тыс.т в Китай и незначительных объемов в соседние государства – Таджикистан и Узбекистан.

Согласно прогнозу баланса природного газа на 2008–2010 годы и до 2025 года (табл. 3.5) по первому сценарию ожидается:

– добыча газа к 2010 году до 20 млн. куб.м и к 2025 году – до 30 млн. куб.м;

– потребление (без учета потерь) природного газа к 2010 году до 804 млн. куб.м и к 2025 году – до 880 млн. куб.м;

– поступление по импорту к 2025 году до 850 млн. куб.м.

По второму сценарию прогнозируется рост добычи газа к 2010 году до 30 млн. куб.м и к 2025 году – до 70 млн. куб.м и сокращение импорта природного газа до 355 млн. куб.м к 2025 году в связи с тенденцией росту мировых цен, а также цен на рынке СНГ.

В соответствии с прогнозом баланса нефти на 2008–2010 годы и до 2025 года (табл. 3.6) ожидается:

– рост добычи нефти к 2010 году до 82 тыс.т и к 2025 году до – 90 тыс.т;

– рост потребления нефти внутри республики до 99 тыс.т к 2010 году, 112 тыс.т – к 2025 году;

– поступление по импорту к 2025 году до 17 тыс.т.

Вышеприведенные незначительные объемы добычи, импорта и переработки нефти не в состоянии удовлетворить растущие потребности республики в нефтепродуктах, в связи с ростом пассажирооборота и грузооборота различных видов транспорта, что обусловит спрос на нефтепродукты (табл. 3.6; 3.7; 3.8). Для покрытия потребностей в нефтепродуктах необходимо увеличить объемы импорта: автобензина – до 420 тыс.т к 2025 году; дизтоплива – до 340 тыс.т к 2025 году; мазута – до 25 тыс.т к 2025 году; а также увеличения добычи нефти в республике и, соответственно, ее переработку с выходом автобензина – до 35 тыс.т к 2025 году, дизтоплива – до 55 тыс.т к 2025 году.

Сравнение рассмотренных сценариев ТЭБ по отношению к обеспеченности собственными ресурсами показывает, что по первому сценарию необходимость импорта энергоресурсов к 2025 году составит уровень 45% от общей потребности. При формировании ТЭБ по второму сценарию снижение доли импорта до 30% произойдет к 2025 году.

Основными механизмами осуществления целей совершенствования ТЭБ страны должны стать:

– регулирование спроса на энергоносители на государственном уровне, через мониторинг индикаторов устойчивого энергопользования – энергоемкости ВВП и нормируемого показателя энергопотребления реальных секторов экономики, исходя из возможностей ресурсного обеспечения и развития отраслей ТЭК, а также импорта и экспорта энергоносителей;

– разработка и реализация Государственной программы энергоэффективности и устойчивого развития Кыргызской Республики;

– развитие здоровой конкуренции в энергетической сфере, снятие торговых барьеров, ликвидацию и разобщенность энергетических предприятий.

Формирование прогнозного ТЭБ может натолкнуться на следующие барьеры и риски недостижения целей.

1. Ограниченное наличие новых технологий, отсутствие приборов уче-

та и трудности количественного измерения экономии энергии, замедленное поступление на рынок новаторских предложений из-за недостаточного вложения средств в НИР и ОКР, вследствие отсутствия побуждающих к этому экономических механизмов.

2. Отсутствие финансовых средств и ограниченный доступ к ним, недостаточно четкие механизмы льготных условий кредитования энергосберегающих технологий и оборудования.

3. Нечетко определенные имущественные права, недостаточная информация о состоянии и перспективах формирования оптимальной структуры топливно-энергетического баланса страны.

4. Трудности становления рыночных отношений и создания рынка энергоносителей на национальном и региональном уровнях, отсутствие исполнительской дисциплины на межгосударственном уровне, слабое использование рыночных механизмов из-за несовершенной нормативно-правовой базы и энергетического законодательства.

5. Нехватка квалифицированного персонала, в особенности для малых и средних предприятий, фермерских и домашних хозяйств, трудности с установкой энергосберегающего оборудования, отсутствие соответствующих информационных программ.

6. Безответственность должностных лиц, отсутствие у населения и предпринимателей культуры потребления энергоносителей, рычагов воздействия при хищениях и нерациональном их использовании.

7. Отсутствие прогнозных оценок влияния повышения мировых цен на энергоносители на развитие экономики и сферы предоставления услуг населению республики.

Таблица 3.1

Потребление ТЭР внутри республики:
отчет 2001-2005 годов(*), прогноз
на 2006-2010 годы(**) и до 2025 года

1 сценарий					
	Ед. изм.	2001	2005	2006	2010
1	2	3	4	5	6
Электроэнергия	млн. кВт.ч	6780	7095	7185	10104
Природный газ	млн. куб.м	675,5	626,9	666	700
Уголь	тыс.т	1123	1254,2	1208,5	1770
Нефть	тыс.т	75,5	80,2	80	99
Дизельное топливо	тыс.т	160	130,3	136,4	176
Автомобильный бензин	тыс.т	194	271	322	350
Мазут	тыс.т	77	56,6	60,8	68
2 сценарий					

2015	2020	2025	2010	2015	2020	2025
7	8	9	10	11	12	13
13074	15280	18030	10262	13074	18230	22640
710	730	750	525	465	425	375
2060	2190	2405	3270	5060	5190	5405
99,6	105,6	112	99	99,6	105,6	112
220	280	340	176	272	320	390
360	380	420	320	360	410	680
70	80	90	68	70	80	90

(*) Нацстатком Кыргызской Республики, ТЭБ Кыргызской Республики 1990-2001 годы и ТЭБ (1999 год, 2001 год, 2005 года).

(**) Прогноз роста потребления нефтепродуктов, обусловленный развитием транспорта Кыргызской Республики.

Таблица 3.2

Баланс электроэнергии Кыргызской Республики:
отчет 1990-2006 годов(*) и прогноз на 2010-2025 годы
по сценариям (млн. кВт.ч)

	Отчеты по ТЭБ			-		Прогноз
						1 сценарий
	1990	1995	2001	2005	2006	2010
1	2	3	4	5	6	7
Ресурсы	16590	19337	20013	14891,8	14486	13571
Производство	13370	12349	13660	14891,8	14486	13571
Поступило по импорту	3220	6987	6353	0,2	0	0
Распределение	16590	19336	20013	14891,8	14486	13571
Потреблено внутри республики	8357	7525	6780	7095,5	7185	10104
Потери в электросетях общего пользования	1035	3457	4802	5135	4841	2551
Экспорт	7198	8354	8431	2661,3	2460	1020

			Прогноз 2 сценарий			
2015	2020	2025	2010	2015	2020	2025
8	9	10	11	12	13	14
18437	21075	26742	14814	19720	26376	33890
18437	21075	26742	14814	19720	26376	33890
0	0	0				
18437	21075	26742	14814	19720	26376	33890
13074	15280	18030	10262	13074	18230	22640
3198	3703	4450	2837	3382	4272	4874
2165	2092	4262	1715	3264	3874	6376

Таблица 3.3

Баланс угля Кыргызской Республики:
отчет 1990-2006 годов(*) и прогноз
на 2010-2025 годы по сценариям (тыс. тонн)

				-	1 сценарий	
	1990	1995	2001	2005	2006	2010
1	2	3	4	5	6	7
Ресурсы	7660	1816,3	1645,1	1912,8	1828,6	2466
Добыча	3742	463,2	512,6	335,8	321,1	462
Поступило по импорту	2911	499,8	344	981,3	907,5	1120
Остатки на начало года	1007	853,3	788,5	596,2	600	640
Распределение	7660	1816,3	1645,1	1912,8	1828,6	2406
Потреблено внутри	4765	1162,8	1123	1254,2	1208,5	1770

республики						
Потери	21	16,3	0,2			
Отпущено на экспорт	1917	170,6	28,5	8,8	10	100
Остатки на конец года	957	466,6	493,4	619,7	620	536

			2 сценарий			
2015	2020	2025	2010	2015	2020	2025
8	9	10	11	12	13	14
2700	2850	3050	3900	5700	5850	6050
1000	1350	1700	1960	4100	4350	4700
1010	900	750	1180	1010	900	750
690	600	600	560	590	600	600
2700	2850	3050	3900	5700	5850	6050
2060	2190	2405	3270	5060	5190	5405
200	200	200	100	200	200	200
437	460	440	528	437	457	441

(*) Нацстатком Кыргызской Республики, ТЭБ Кыргызской Республики 1990-2001 годы, (1999 год, 2001-2005 годы), Бишкек - 2002 год, 2006 года.

Таблица 3.4

Баланс газа: отчет за период 1990-2006 годов(*)
и прогноз на 2010-2025 годы(**) по сценариям
(млн. куб.м)

						1 сценарий
	1990	1995	2001	2005	2006	2010
1	2	3	4	5	6	7

Ресурсы	2174	882,3	698,5	736,2	766,3	804
Добыча	96	35,7	32,8	25,1	19,4	20
Поступило по импорту	2078	846,6	665,7	711	746,9	784
Остатки на начало года	-	-	-			
Распределение	2174	882,3	698,5	736,2	766,3	804
Потреблено внутри республики	2076	856,2	675,5	626,9	666	700
Потери	38	26,1	23	109,3	100,2	104
Отпущено на экспорт	60	-	-			
Остатки на конец года	-	-	-			

			2 сценарий			
2015	2020	2025	2010	2015	2020	2025
8	9	10	11	12	13	14
825	850	880	585	535	485	425
30	30	30	30	50	60	70
795	820	850	555	485	425	355
825	850	880	585	535	485	425
710	730	750	525	465	425	375
115	120	130	80	70	60	50

(*) Нацстатком Кыргызской Республики, ТЭБ Кыргызской Республики

1990-2001 годы, (1999 год, 2001-2005 годы), Бишкек 2002 год, 2006 годы.

(**) Прогнозные цифры по добыче газа будут корректироваться по мере завершения разведочных работ ОАО "Газпром" и ОАО "Кыргызнефтегаз".

Таблица 3.5

Баланс нефти: отчет 1990-2006 годов(*) и
прогноз(**) на период 2008-2010 годов
и период до 2025 года (тысяч тонн)

	1990	2001	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
Ресурсы	162	87,5	90,4	84,1	95,2	103	111	118	118	120	126
Добыча	155	75,5	77,9	70,6	68,2	78	80	82	82	85	90
Поступило по импорту	-	-	5,1	6,1	17	17	17	17	17	17	17
Остатки на начало года	7	12	7,4	7,4	10,2	8	14	19	19	18	19
Распределение	162	87,5	90,4	84,1	95,2	103	111	118	118	120	126
Потреблено внутри республики	3	75,5	80,2	80	85,2	95	97	99	99,6	105,6	112
Потери	2	-			2	2	2	2	1,4	2,4	2
Отпущено на экспорт	151	-									
Остатки на конец года	6	12	10,2	4,1	102	103	111	118	17	12	12

(*) Нацстатком Кыргызской Республики, ТЭБ Кыргызской Республики 1990-2001 годы, (1999 год, 2001-2005 годы), Бишкек 2002 год, 2006 года.

(**) Прогнозные цифры по добыче нефти будут корректироваться по мере завершения разведочных работ ОАО "Газпром" и ОАО "Кыргызнефтегаз".

Таблица 3.6

Баланс дизельного топлива: отчет за 1990-2006 годы(*)
и прогноз на период 2008-2010 годы и период
до 2025 года (тысяч тонн)

	1990	2001	2005	2006
1	2	3	4	5
Ресурсы	696	178	173,9	181,4

Добыча (производство)	-	43,4	31,43	31,2
Поступление по импорту	616	95	128,9	136,2
Остатки на начало года	80	39,6	13,6	14
Распределение	696	178	173,9	181,4
Потреблено внутри республики	622	160	130,3	136,4
Потери	-	0	0,7	0,8
Отпущено на экспорт	24	0,6	19,1	19,1
Остатки на конец года	50	17,4	23,7	26,1

2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
6	7	8	9	10	11	12
199,9	192	193	194	293	350	420
51,9	33	34	36	40	45	55
135	145	145	145	230	280	340
13	14	14	14	23	25	25
199,9	192	193	194	293	350	420
175,9	170	173	176	272	320	390
0,7	0,7	0,7	0,7	1	2	3
1,63	1,63	1,63	1,63	3	4	5
21,67	19,67	17,67	15,67	17	24	22

(*) Нацстатком Кыргызской Республики, ТЭБ Кыргызской Республики 1990-2001 годы, (1999 год, 2001-2005 годы), Бишкек 2002, 2006 год.

Таблица 3.7

Баланс автобензина: отчет за 1990-2006 годы(*)
и прогноз на период 2008-2010 годы и период
до 2025 года (тысяч тонн)

	1990	2001	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
Ресурсы	737	200,1	305,8	355,5	352	388	390	390	405	430	475
Добыча (производство)	-	45,2	13 янв.	11,4	12	18	20	20	25	30	35

Поступило по импорту	713	101,9	273,6	324,1	320	350	350	350	360	380	420
Остатки на начало года	24	53	19	20	20	20	20	20	20	20	20
Распределение	737	200,1	305,8	355,5	352	388	390	390	405	430	475
Потреблено внутри республики	682	194	271	322,5	327	340	345	350	360	380	420
Потери	-	0	6,7	7							
Отпущено на экспорт	20	0	5,4	6	5	5	5	5	5	10	15
Остатки на конец года	35	6,1	22,7	20	20	48	30	35	30	40	40

Таблица 3.8

Баланс топочного мазута: отчет за 1990-2006 годы
и прогноз на период 2008-2010 годы и период
до 2025 года (тысяч тонн)

	1990	2001	2005	2006
1	2	3	4	5
Ресурсы	1184	125,8	100,1	76,8
Добыча (производство)	-	42,2	41,7	42,1
Поступило по импорту	1006	20,4	14	1,7
Остатки на начало года	178	63,2	44,4	33
Распределение	1184	125,8	100,1	76,8
Потреблено внутри республики	1027	77	56,6	60,8
Потери	1	-	0	0
Отпущено на экспорт	-	2,1	10,2	0
Остатки на конец года	156	46,7	33,3	16

2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
6	7	8	9	10	11	12
91,88	81,08	82,288	83,288	90	100	105

54,1	48	50	52	54	57	60
20	18	17	16	16	20	25
17,788	15,08	15,288	15,288	20	23	20
92,88	81,08	82,288	83,288	90	100	105
74,1	66	67	68	70	80	90
2,78	0	0	0	0	0	0
15,08	15,08	15,288	14,788	20	20	15

(*) Нацстатком Кыргызской Республики, ТЭБ Кыргызской Республики 1990-2001 годы, (1999 год, 2001-2005 годы), Бишкек 2002 год, 2006 год.

4. Стратегические задачи тарифной политики и финансово-экономического оздоровления отрасли

Одной из основных задач вывода энергетической отрасли из сложившегося тяжелого финансово-экономического положения является установление экономически обоснованных тарифов на электроэнергию, теплоэнергию и природный газ.

Экономически необоснованные тарифы, высокий уровень потерь и низкая собираемость платежей привели к тому, что передающие и вырабатывающие энергокомпании работают с убытками. В 2006 году убытки от производства тепла на ТЭЦ достигли 795,87 млн. сомов и частично покрываются за счет экспорта электроэнергии, а убытки распределительных компаний составили 940 млн. сомов.

Общая сумма кредиторской задолженности энергокомпаний в 2006 году составила 3,42 млрд. сомов. При 100-процентной оплате кредиторам за топливо и Социальному фонду Кыргызской Республики, таможенные и налоговые обязательства покрывались только на 45%.

Стратегические задачи совершенствования ценообразования и тарифной политики в энергетическом комплексе должны быть основаны на введении принципов самоокупаемости энергетического сектора и поэтапного устранения перекрестных субсидий в области тарифообразования.

Тарифы должны покрывать все затраты по производству, передаче, распределению и сбыту электрической и тепловой энергии и отражать все затраты на электроснабжение каждой категории потребителей. Социальная поддержка (субсидии) должна быть направлена адресно потребителям с низким уровнем доходов через систему социальной защиты.

В настоящее время регулятивным органом в энергетике - Государственным департаментом по регулированию топливно-энергетического комплекса при Министерстве промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики разрабатываются проекты Среднесрочной тарифной политики на электрическую энергию на 2008-2012 годы (далее - ССТП) и Среднесрочной тарифной политики на тепловую энергию на 2008-2010 годы, в которых предусматривается поэтапное повышение тарифов на энергоносители до уровня, покрывающего затраты энергетических компаний.

В перспективе необходимо установить нижние и верхние пределы роста тарифов на электроэнергию таким образом, чтобы в среднем по стране рост тарифов не превышал верхние пределы (ожидаемой) инфляции и не снижался

по отношению к нижнему (планируемому) уровню инфляции.

Повышение тарифов согласно вышеупомянутым проектам ССТП может существенно повлиять на темпы роста инфляции на предстоящий период 2008–2012 годов. Анализ фактических данных по доходам населения, инфляции и тарифам на электроэнергию за 1998–2007 годы и их прогнозов согласно Стратегии развития страны до 2010 года (СРС) показывают, что существуют риски превышения целевых ориентиров по инфляции. При инерционном тренде развития ожидается, что инфляция не превысит 10% и будет формироваться преимущественно под влиянием цен на продукты питания и тарифов на платные услуги. В результате роста цен на продовольственные товары на 35,3% (в т.ч. на хлеб и хлебобулочные изделия на 80,7%, на мясо и жиры 48,7%, на молочные жиры – 25,6%) снизились темпы роста доходов населения по сравнению с СРС.

Согласно отчетным данным Министерства экономического развития и торговли Кыргызской Республики, в 2007 году среднегодовые темпы роста инфляции составили 110,2%, против 105% по плану, а темпы роста доходов населения снизились до 9,5%, против 15,7% в 2006 году. В 2008 году темпы роста инфляции планируются на уровне 108,0%, темпы роста реальных доходов населения – 109,9%.

Проведенные исследования по оценке влияния мировых тенденций роста цен на энергоносители (нефть, газ) и тарифа на электроэнергию в Кыргызской Республике на социальное и экономическое развитие республики подтверждают наличие высокой корреляционной связи этих показателей с макроэкономическими индикаторами (индексом потребительских цен и темпами роста ВВП).

Учитывая вышеизложенное, необходимо изменить методологию разработки тарифной политики путем обоснования не только затрат энергокомпаний, но и принимать во внимание тенденции роста инфляции и доходов населения с установлением тарифного коридора на предстоящие три года.

В вопросе сокращения затрат ключевыми направлениями следует считать: сокращение расходов на топливообеспечение ТЭЦ; снижение потерь энергии; экономию на ремонтных работах; оптимизацию численности персонала и оплаты труда; упорядочение использования сырья и материалов, запасов товарно-материальных ценностей; освобождение от непрофильных коммерческих структур и нерентабельных активов. От новой тарифной политики макроэкономика должна получать действенный инструмент сдерживания инфляции, а отрасли-потребители, в особенности энергоемкие, при этом могут лучше планировать свои издержки и обосновывать бизнес-проекты.

Важным экономическим механизмом (макроэкономическим индикатором) финансово-экономического оздоровления отрасли является реализация комплекса следующих первоочередных мер:

- проведение жесткой политики по снижению потерь электроэнергии до уровня, близкого к нормируемому уровню технических потерь (15-12%);
- сокращение коммерческих потерь или хищений электроэнергии до 3% к 2010 году с полной ликвидацией в долгосрочной перспективе;
- повышение сборов платежей наличными деньгами за отпущенную электроэнергию до 98-100%;
- проведение переоценки и капитализации активов энергокомпаний для обеспечения их нормального функционирования в условиях рынка;
- устранение огромной задолженности по платежам между энергокомпаниями и фискальными органами путем реструктуризации с разработкой механизмов, предотвращающих возникновение подобных ситуаций в будущем;
- обоснование затрат энергетических компаний на производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии, с обеспечением их прозрачности для общества, а также разработкой мер по их снижению;
- проработка мер по снижению отрицательного влияния повышения тарифов на реальный сектор экономики, а также по адресной поддержке соци-

ально уязвимых слоев населения;

- разработка и утверждение в законодательном порядке методологии установления и расчетов тарифов на электроэнергию, теплоэнергию и природный газ;

- дальнейшее совершенствование тарифной политики, предусматривающей регулирование графиков нагрузки с целью снижения дефицита мощности и энергии, а также потерь в электрических сетях, путем введения дифференцированного сезонного (суточного) тарифа;

- дифференциация тарифов по категориям потребителей, с установлением обязательной предоплаты за потребленную электроэнергию для коммерческих потребителей;

- постепенное устранение перекрестного субсидирования между группами производителей и потребителей энергии;

- установление паритета тарифов на энергию для внутреннего потребления, поставок на экспорт и крупным потребителям, выпускающим экспортную продукцию;

- разработка и утверждение методики применения тарифной платы за вновь присоединенные мощности.

Методология установления и расчетов тарифов на электрическую энергию должна способствовать проведению активной энергосберегающей политики. В соответствии с Законом Кыргызской Республики "Об энергосбережении" необходимо принять соответствующее решение о создании фонда энергосбережения и установить нормативы отчисления в этот фонд от объема реализованной продукции с включением их в тарифы на энергоносители.

5. Стратегические задачи институциональной и структурной реформы управления топливно-энергетическим комплексом Кыргызской Республики

За последние 10 лет в структуре управления и регулирования деятельности ТЭК Кыргызской Республики произошли существенные изменения, приняты законы Кыргызской Республики "Об энергетике", "Об электроэнергетике", "О нефти и газе", "Об угле", "Об энергосбережении". В соответствии с Программой разгосударствления и приватизации АО "Кыргызэнерго" во вновь созданных открытых акционерных обществах "Электрические станции", "НЭС Кыргызстана", "Северэлектро", "Востокэлектро", "Жалалабатэлектро", "Ошэлектро" и "Бишкектепλοςеть" государственная доля акций составляет 93,65%, из которых 80,49% принадлежит Госкомимуществу, 13,6% - Соцфонду, 4,035% - юридическим лицам и 2,32% - населению. При этом, уставный капитал был разделен и, соответственно, номинальная стоимость акций по всем акционерным обществам распределилась следующим образом:

Таблица 5.1

Распределение уставного капитала по акционерным
обществам, созданным на базе АО "Кыргызэнерго"

Предприятие	Уставный капитал, тыс. сомов	Номинальная стоимость 1 акции, сомов
ОАО "Северэлектро"	454574,5	0,4709
ОАО "Ошэлектро"	182501,2	0,1891
ОАО "Жалалабатэлектро"	212618,0	0,2203

ОАО "Востокэлектро"	182706,0	0,1893
ОАО "Бишкектеплосеть"	366841,8	0,3800
ОАО "Электрические станции"	4428282,9	4,5878
ОАО "НЭС Кыргызстана"	1597377,3	1,6549

Рис. 5.1. Структура распределения уставных капиталов акционерных обществ, образованных путем приватизации АО "Кыргызэнерго"

Анализ диаграммы показывает, что наибольшая часть уставного капитала АО "Кыргызэнерго" отошла ОАО "Электрические станции" – 60%, 22% было передано ОАО "НЭС Кыргызстана", 6% – ОАО "Северэлектро", 5% – ОАО "Бишкектеплосеть", 3% – ОАО "Жалалабатэлектро" и по 2% перешло к ОАО "Ошэлектро" и ОАО "Востокэлектро". В соответствии с Законом Кыргызской Республики "Об энергетике" Правительство Кыргызской Республики в лице Министерства промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики определяет энергетическую и тарифную политику и осуществляет контроль над ее реализацией. Следует признать, что проведенная реструктуризация энергетической отрасли с разделением единой энергетической системы на отдельные компании не дала желаемых положительных результатов, существенно ухудшилось финансовое состояние энергокомпаний. Одной из основных причин следует признать низкий уровень менеджмента, особенно в распределительных компаниях, а также задержку проводимых реформ во времени.

Основным фактором, тормозящим процесс приватизации, является мнение о том, что передача энергообъектов в частные руки незамедлительно повлечет за собой повышение тарифов, что вызовет недовольство в обществе. Дальнейшее развитие программы разгосударствления и приватизации требует совершенствование нормативной правовой базы для привлечения частных инвестиций на реконструкцию действующих и строительство новых энергетических объектов, а также появление государственно-частных энергокомпаний.

Необходимы кардинальные реформы административного и финансового управления энергетическими компаниями.

Для улучшения управления на руководящие должности в энергокомпаниях и в советы директоров подбор кадров должен проводиться по деловым и профессиональным качествам на конкурсной основе. Оценку деятельности менеджеров целесообразно осуществлять на основе критериев снижения затрат и роста прибыли, увеличения активов, сокращения потерь, увеличения сборов и т.д. Одной из важных мер институциональной политики будет передача в концессию или приватизация распределительных компаний, а также имущественного комплекса ТЭЦ г.Бишкек и ОАО "Бишкектеплосеть".

Важной функцией государства в перспективе останется регулирование деятельности естественных монополий в энергетическом секторе экономики и реализация тарифной политики. Для повышения эффективности государственного регулирования энергетического сектора необходимо решить вопрос укрепления функций регулятивного органа и внести необходимые поправки в законы Кыргызской Республики "Об энергетике" и "О естественных и разрешенных монополиях в Кыргызской Республике".

В электроэнергетике структурная реформа имеет целью повышение эффективности производства и потребления энергии, обеспечение надежной и бесперебойной поставки энергоносителей потребителям.

Одним из основных итогов реформирования электроэнергетики должно стать преобразование существующего оптового рынка электрической энергии в полноценный розничный рынок, обеспечивающий надежное и экономически эффективное энергоснабжение с учетом объективных интересов производителей и потребителей. Необходима разработка и внедрение комплекта нормативно-правовых правил и этапы перехода к такому рынку.

С переходом энергокомпаний на коммерческие основы хозяйственной деятельности взаимоотношения между ними должны будут строиться таким образом, что распределительных компаний, где до сих пор допускался основной объем коммерческих потерь, будут вынуждены более решительно бороться против них и повысить эффективность своей работы, увеличить сбор средств за отпущенную энергию для того, чтобы в полной мере оплатить полученную электроэнергию и обеспечить выполнение контрактов.

При сложившихся технологических связях потребитель не может выбрать поставщика электроэнергии, также как и ее производителя. Потребитель покупает электроэнергию у распределительной компании своего региона. При такой организации рынка электроэнергии не существует конкуренции среди распределительных компаний.

Государство должно ввести такие рыночные механизмы, которые провоцировали бы распределительные компании к улучшению экономической деятельности. Необходимо разработать такую схему субсидирования распределительных компаний, которая помогла бы вывести ее на более высокий уровень доходности и сделать более привлекательной для инвестирования. При этом следует привлекать отечественные коммерческие банки для кредитования энергокомпаний, то есть, инициировать создание целевых кредитов и депозитов для финансирования ЭЭС.

Конкуренцию в сфере торговли энергией между поставщиками (продавцами) энергии могут обеспечить новые субъекты рынка – сбытовые компании, являющиеся правовыми агентами рынка электроэнергии и мощности.

Предлагаемая модель конкурентного рынка и функционирования сбытовых компаний в ЭЭС представлена на рис. 5.2.

Рис. 5.2. Конкурентная модель рынка электроэнергии в Кыргызской Республике

Из схемы видно, что конкуренция появляется между сбытовыми компаниями на ведение договоров между покупателем и продавцом электроэнергии. Сбытовые компании могут заключать договоры с распределительными компаниями на поставку электроэнергии потребителям, либо вообще отказаться от услуг данной компании. Таким образом, заключенные двусторонние договоры будут обеспечивать уверенность распределительных компаний в том, что потребители оплатят за потребленную электроэнергию. В то же время потребители будут предъявлять различного рода претензии не к распределительной компании, а к сбытовой, которая, в свою очередь, обязуется проследить за предоставлением качественной электроэнергии данному потребителю. Добросовестное исполнение своих обязанностей поможет сбытовым компаниям поправить свое финансовое положение, изыскать дополнительные денежные средства на реконструкцию оборудования и для внедрения новейших технологий по учету электроэнергии, следовательно, распределительные компании смогут выплатить свои долги ОАО "НЭС Кыргызстана" и ОАО "Электрические станции". Реализация данной схемы потребует проведения открытого тендера на подбор топ-менеджеров с квалифицированной командой, способных вывести из финансово-экономического кризиса распределительную компанию и соответственно ОАО "Электрические станции" и улучшить показатели ОАО "НЭС Кыргызстана".

Развитию прямой конкуренции среди производящих энергокомпаний будет способствовать строительство новых ГЭС с привлечением частного капитала и соответственно снижению затрат и их оптимизации, с целью полу-

чения прибыли. В связи с открывающимися возможностями участия в создании единого рынка электроэнергии как с государствами-членами ЕврАзЭС, так и странами Южной Азии Кыргызстану необходим поиск инвесторов для сооружения следующих ступеней Средне- и Верхне-Нарынского каскада ГЭС, а также малых ГЭС. Только в этом случае можно обеспечить конкуренцию среди производителей электроэнергии в республике и занять свое место на региональном рынке ЦАР.

Структурная политика в газоснабжении будет направлена на создание условий для обеспечения надежного газоснабжения страны и по осуществлению конкретных мероприятий по его либерализации. Развитие системы газоснабжения будет осуществляться на основе программы разгосударствления и приватизации газового хозяйства страны, реконструкции и развития газотранспортных сетей в увязке с намечаемыми объемами потребления газа и усиления государственного регулирования.

Структурная политика в нефтегазовой промышленности в большой степени связана с совершенствованием налоговой политики по регулированию недропользования, поддержке нефтяного бизнеса, привлечению прямых инвестиций для разработки новых месторождений нефти и газа и загрузке на полную мощность предприятий по нефтепереработке. Необходимо обеспечить развитие конкуренции поставок на внутренний рынок нефти и нефтепродуктов, обеспечение равных условий для хозяйственной деятельности всех субъектов рынка.

Структурная политика в угольной промышленности будет связана со снижением и прекращением государственной поддержки из республиканского бюджета, увеличением конкурентоспособности отрасли и повышением инвестиционной привлекательности предприятий. Будет завершена полная приватизация угольной отрасли. Меры политики будут направлены на повышение эффективности убыточных шахт и поддержку связанных с этим социальных расходов, включая переквалификацию и обучение шахтеров, разработку инвестиционных проектов в отрасли.

Структурная политика в теплоэнергетике должна быть связана с приватизацией малых городских и сельских котельных, упорядочения тарифной политики, на тепловую энергию и повсеместным внедрением новых технологий получения тепла, в том числе солнечного теплоснабжения.

В целях обеспечения мониторинга НЭП Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики должно:

- формировать механизм и информационно-аналитическое обеспечение системы мониторинга НЭП;
- проводить мониторинг НЭП с целью наблюдения за фактическим положением дел в ТЭК и реализацией государственной долгосрочной энергетической политики;
- разработать систему показателей результативности государственной энергетической политики;
- проводить системный анализ происходящих изменений в целях своевременного выявления и предупреждения негативных тенденций, влияющих на энергетическую безопасность страны;
- выделять на каждом этапе реализации энергетической программы важнейших целевых ориентиров по реализации социально-экономического развития страны на соответствующий период;
- представлять в Правительство Кыргызской Республики по результатам мониторинга ежегодного доклада о ходе реализации НЭП.

6. Стратегические задачи межгосударственного сотрудничества по созданию единого рынка энергоресурсов и развития внешней энергетической политики

Стратегическими задачами межгосударственного сотрудничества по созданию рынка энергоресурсов являются:

- сохранение и дальнейшее развитие существующих энергетических связей в рамках СНГ, ЕврАзЭС, ШОС и других;
- участие в развитии интеграционных процессов в области освоения и разработки водных и топливно-энергетических ресурсов, повышение эффективности их использования;
- участие в создании и совершенствовании нормативной правовой базы по совместному освоению водных и ТЭР, совместному использованию водохозяйственных и энергетических объектов, в том числе нефте- и газопроводов;
- обеспечение энергетической и экологической безопасности в ЦАР.

Реализация поставленных задач требует развития внешней энергетической политики по следующим направлениям:

- укрепление позиции Кыргызской Республики в формировании регионального энергетического рынка и максимально эффективной реализации экспортной возможности энергетического сектора;
- обеспечение недискриминационного режима внешнеэкономической деятельности в энергетическом секторе, доступа для энергетических компаний к рынкам энергоносителей, зарубежным финансовым рынкам, передовым технологиям энергетического производства;
- содействие привлечению на взаимовыгодных условиях инвестиций международных финансовых организаций;
- продвижение принципов энергоэффективности и устойчивого развития, а также подписанных Международных конвенций, протоколов и ДЭХ;
- получение наибольшей выгоды для Кыргызской Республики от внешнеэкономической деятельности;
- поддержка новых форм международного энергетического бизнеса в ТЭК.

Стратегически важным является укрепление позиции Кыргызстана на региональном рынке электроэнергии и мощности с тем, чтобы в прогнозный период 2011-2025 годов максимально реализовать экспортные возможности гидроэнергетики республики и внести вклад в обеспечение энергетической безопасности.

Для этого, в первую очередь, должна быть восстановлена схема взаимодействия по обмену энергоресурсами: Кыргызстан - Казахстан - Таджикистан - Узбекистан, которая была создана в рамках Центрально-Азиатского экономического сообщества (далее - ЦАЭС) с подписанием в 1998 году главами государств Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан и Республики Узбекистан межправительственных соглашений:

- о параллельной работе энергосистем в ОЭС Центральной Азии;
- об использовании водных ресурсов бассейна рек Нарын-Сырдарья.

В соответствии с этими соглашениями Кыргызстан, в обмен за попуски воды из Токтогульского водохранилища в вегетационный период и за попутно выработанную и экспортированную электроэнергию в Узбекистан и Казахстан, получал природный газ, уголь и мазут для ТЭЦ города Бишкек. Однако развитие интеграционных процессов в ЦАР не достигло желаемых темпов и результатов. Основная причина заключается в том, что компетентными органами государств ЦАР своевременно не были выработаны в полном объеме конкретные механизмы реализации принимаемых решений. С 2002 года Узбекистан реализовал на своей территории ряд проектов водохозяйственного назначения, направленных на улучшение использования водных ресурсов, а также на перерегулирование стока, включая сооружения Арнасайской впадины, снизил свою зависимость от водных ресурсов бассейна р.Нарын и практически отказался от экспорта электроэнергии из Кыргызской Республики.

В результате нарушения схемы взаимодействия по обмену энергоресурсами Кыргызстан вынужден был перейти на заключение двусторонних договоров отдельно с Республикой Казахстан, Республикой Таджикистан и Республикой Узбекистан, при этом условия межгосударственного обмена энергоресурсами за попуски воды в вегетационный период стали оформляться протоколно.

В связи со слиянием организации Центрально-Азиатского сотрудничества (ЦАС) с ЕврАзЭС для рассмотрения и выработки механизмов взаимодействия в вопросах водно-энергетического регулирования в ЦА в рамках государств-членов ЕврАзЭС разработаны проекты следующих межгосударственных документов, которые требуют безотлагательного рассмотрения и принятия:

- Концепции эффективного использования водно-энергетических ресурсов ЦА;
- дорожной карты создания механизма взаимодействия государств-членов ЕврАзЭС в водно-энергетическом регулировании в ЦА;
- обновленного долгосрочного Межправительственного соглашения по использованию водных ресурсов бассейна р.Сырдарья, на основе норм международного водного права с учетом специфических условий Центральной Азии.

Концепция эффективного использования водно-энергетических ресурсов ЦА, разработанная в соответствии с решением Межгоссовета ЕврАзЭС от 16 августа 2006 года № 315, представляет собой совокупность согласованных взглядов и подходов к принципам взаимодействия государств-членов ЕврАзЭС в совместном освоении гидроэнергетического потенциала и эффективном использовании водно-энергетических ресурсов в бассейнах рек Нарын-Сырдарья с учетом интересов всех государств и определяет благоприятные экономические и правовые условия для хозяйствующих субъектов государств-членов. Концепция является основой для разработки межгосударственного соглашения, в ней определены принципы, цели и задачи взаимодействия государств в сфере эффективного использования водно-энергетических ресурсов (далее - ВЭР) ЦАР. Предусматривается:

- разработка и реализация согласованных мероприятий в области рационального, эффективного освоения и использования ВЭР региона;
- обеспечение оптимального соотношения ирригационного и энергетического режима работы каскадов водохранилищ с учетом годовых и многолетних циклов колебаний водного стока и балансов водных и энергетических ресурсов и др.

В Дорожной карте с учетом международного водного права определены основные принципы и требования к механизмам взаимодействия государств-членов ЕврАзЭС в водно-энергетическом регулировании в ЦА. Механизмы взаимодействия предусматривают систему мер экономического, технического, институционального и политического характера. Документ представляет собой план поэтапного создания совместных рыночных условий в процессе интеграции секторов водного хозяйства и энергетики, содержит 3 этапа прохождения от исходного положения. Каждый этап соответствует более высокому уровню интеграции в сфере совместного использования и освоения ВЭР трансграничных рек Сырдарья. При разработке Дорожной карты учтены положения и выводы Региональной стратегии рационального и эффективного использования водных и энергетических ресурсов ЦА (Программа СПЕКА. 2003 год), Концепции создания Международного водно-энергетического консорциума, Концепции создания Общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ и другие.

Для развития рынка энергоресурсов в разрабатываемом проекте Соглашения по Нарын-Сырдарьинскому бассейну государствами-членами ЕврАзЭС закреплена многолетняя перспектива документа, а также прямое признание обязательств Узбекистаном и Казахстаном оплаты за услуги по ежегодному

и многолетнему накоплению воды, которые Кыргызстан предоставляет им за счет значительных потерь для своей экономики. Соглашение также предусматривает более эффективный механизм разрешения споров и разногласий с применением процедур международного арбитража. Достижение договоренностей относительно принципов и порядка водораспределения, мер по уровню компенсации затрат на регулирование воды между государствами, а также оптимизации режимов использования межгосударственных водных объектов является актуальной задачей.

По данным Всемирного банка, 44 из 145 соглашений, подписанных в XX веке, предусматривают оплату в виде денежных переводов или в счет будущей оплаты за воду или услуги по регулированию и поставке воды независимыми государствами, расположенными выше по течению в трансграничном бассейне. Этот механизм использован в Межправительственном соглашении по бассейну рек Чу и Талас от 2001 года, согласно которому Республика Казахстан принимает долевое участие в возмещении затрат на эксплуатацию, техническое обслуживание водохозяйственных сооружений на этих реках. Данный механизм закреплён созданием совместной межправительственной комиссии Кыргызстана и Казахстана по управлению водными ресурсами в бассейнах рек Чу и Талас.

В стратегическом плане по бассейну рек Нарын-Сырдарья Кыргызстану необходимо добиваться, чтобы водохозяйственные объекты межгосударственного значения, обеспечивающие сезонное ежегодное и многолетнее регулирование, работали как в ирригационном, так и энергетическом режиме, что стало возможным в результате проведенной с Казахстаном работы по увеличению пропускной способности реки Сырдарья, обеспечившей попуски воды в Аральское море в зимнее время до 4,5 млрд. куб.м. для выработки электроэнергии в зимнее время, не ставя под угрозу поставки воды в летнее время. В перспективе, с вводом Камбаратинских ГЭС появится возможность полностью обеспечить двухрежимную работу Нижне-Нарынского каскада, так как важным преимуществом является независимость от ограничений в зимнее время работы Камбаратинских ГЭС, поскольку вода, сбрасываемая со станций, будет накапливаться в Токтогульском водохранилище.

В целях реализации Плана совместных действий государств-членов ЕврАзЭС по формированию общего энергетического рынка, утвержденного Решением Межгосударственного Совета ЕврАзЭС от 28 февраля 2003 года, разработанная Стратегия развития топливно-энергетических комплексов государств-членов ЕврАзЭС на период до 2020 года. Итоговым результатом подготовки проекта Стратегии будут обоснованные предложения по приоритетным направлениям, этапам и ориентирам формирования Единого энергетического пространства ЕврАзЭС. В этом документе отражены научно-технические, социальные, экономические и другие аспекты формирования общего энергетического рынка, рационального использования топливно-энергетических потенциалов и обеспечения энергетической безопасности стран Сообщества и их дальнейшего развития, регулирования ВЭР ЦАР в целом, а также совершенствования нормативной правовой базы межгосударственных отношений.

В соответствии с Решением Межгоссовета ЕврАзЭС от 25 января 2006 года № 103 разработана Концепция формирования общего энергетического рынка государств-членов ЕврАзЭС, в которой определены цели, основные задачи, принципы и основные направления по формированию общего энергетического рынка, включающие условия создания общего электроэнергетического рынка, рынка угля, нефти и газа и др. Положения Концепции являются основой для разработки международных договоров и других правовых актов, а также межгосударственных целевых программ в вопросах формирования общего энергетического рынка государств-членов ЕврАзЭС.

В соответствии с Решением Межгоссовета от 16 августа 2006 года N 314 разработан ТЭБ государств-участников ЕврАзЭС на период до 2010 го-

да, который будет определять основные торговые потоки энергоносителей между государствами для создания единого рынка энергоресурсов.

Принципы создания электроэнергетического рынка отражены в важнейших международных документах: Европейской Энергетической Хартии от 17 декабря 1991 года и Договоре к Энергетической хартии от 17 декабря 1994 года, который вступил в силу в 1997 году и в котором установлены основные принципы развития энергетической торговли, сотрудничества в области развития энергетики, и защиты окружающей среды. Эти международные документы подписали все пять государств ЦА, ратифицировали три – Казахстан, Кыргызстан и Узбекистан.

Соблюдение основных принципов развития энергетической торговли и сотрудничества в области развития энергетики в перспективе способствовало бы реализации энергетической стратегии государств ЦА в направлении развития тепловых электростанций в Казахстане, Узбекистане, крупных ГЭС в Кыргызстане и Таджикистане и созданию условий для формирования энергетического пула или энергетической биржи. Функцию независимого системного оператора мог бы осуществлять – ОДЦ "Энергия", который должен осуществлять объективную политику в своей деятельности и стать стержнем энергетического пула в перспективе.

Важнейшим механизмом налаживания сотрудничества должно стать формирование полноценных межгосударственных субъектов, способных рационально использовать топливно-энергетические и водные ресурсы региона, обеспечить надежное энерго- и водоснабжение всех потребителей и проводить долгосрочную инвестиционную политику. На Душанбинском саммите глав государств в ноябре 2004 года было подписано Соглашение о создании Международного водно-энергетического консорциума (далее – МВЭК) стран Центральной Азии и России. Создание МВЭК может обеспечить приемлемое для Кыргызской Республики решение вопросов, связанных со строительством Камбаратинской ГЭС-1 и вводом в действие в энергетическом режиме с обеспечением согласованного ирригационного режима работы Токтогульского гидроузла. Россия имеет намерения финансировать определенную часть строительства Камбаратинских ГЭС и заинтересована в поставке гидротехнического оборудования в Кыргызскую Республику.

МВЭК должен стать финансовым и страховым механизмом, который гарантировал бы устойчивый водно-энергетический обмен, предусматриваемый в соглашениях, должен иметь в своем распоряжении средства и инструменты для обоснования правильности принимаемых решений. Попуски воды из водохранилищ, так же как и поставки ТЭР должны осуществляться валютными взаиморасчетами на основе функционирования структуры "государство-консорциум-банк". Организация валютных взаиморасчетов и финансовый контроль могут гарантировать оперативность выполнения принимаемых решений по ресурсным поставкам.

Важным направлением межгосударственной деятельности в области энергетики необходимо считать сотрудничество со странами Южной Азии в рамках программы СПЕКА. Рынок сбыта электроэнергии в направлении Южной Азии перспективен режимом пикового потребления электроэнергии, приходящимся на летний период, когда Нижне-Нарынский каскад ГЭС работает в ирригационном режиме и попутно вырабатываемая электроэнергия, избыточная для Кыргызстана, может передаваться через Таджикистан в Пакистан. Однако в этом направлении необходимо решать проблему недискриминационного транзита электроэнергии через территории соседних стран в третьи государства.

В этой связи необходимо активно участвовать в работе таких межгосударственных организаций, как СНГ и ЕврАзЭС по подготовке нормативных правовых документов, регулирующих доступ к национальным сетям электропередач, транзитную и тарифную политику в энергетическом секторе. В двустороннем порядке необходимо целенаправленно продвигать вопрос об

унификации и упрощении таможенных процедур и таможенного оформления электроэнергии, перемещаемой между государствами-членами ЕвразЭС и государствами участниками СНГ, поскольку их решение позволят создать благоприятные условия для осуществления перетоков и транзита электроэнергии. Второй по важности проблемой является сооружение линии электропередачи 500 кВ для выдачи мощности и электроэнергии от перспективных ГЭС в направлении Южной Азии.

В настоящее время и на долгосрочную перспективу наиболее вероятными участниками интеграционных процессов в сотрудничестве по развитию гидроэнергетики и дальнейшему развитию экспорта электроэнергии Кыргызстана являются Российская Федерация – по сооружению Камбаратинской ГЭС-1 и Китайской Народной Республикой – по строительству ГЭС на участке верхнего и среднего течения р.Нарын и р.Сары-Жаз, а также Кара-Кечинской ТЭС.

Сооружение их в предполагаемые сроки при заинтересованности инвесторов позволит увеличить объемы экспорта электроэнергии. При этом, экспортные поставки электроэнергии прогнозируются в Казахстан и Узбекистан попутно с пусками воды, а также Россию, Китай и Пакистан. Поставка в 2003-2004 годах летних экспортов электроэнергии из Кыргызстана в Россию транзитом через электрические сети Казахстана показала перспективность данного маршрута. Россия в перспективе является не только партнером в качестве поставщика оборудования на гидроэнергетические объекты, но и потенциальным импортером электроэнергии. В связи с этим, развитие межгосударственного сотрудничества в энергетике должно стать одним из главных приоритетов внешней энергетической политики Кыргызстана.

По проведенным исследованиям в рамках программы СПЕКА ЕЭК и ЭСКАТО ООН могут быть достигнуты соглашения по экспорту электроэнергии в Пакистан, потребность которого в электроэнергии из Центральной Азии составляет порядка 1000 МВт год по цене 5-6 центов за кВтч, а также с Таджикистаном по транзиту электроэнергии через перспективные ЛЭП-500 кВ, сооружаемые в направлении Южной Азии. Возможные объемы экспорта электроэнергии прогнозируются в объеме от 4,2 млрд. кВтч по первому сценарию и до 6,4 млрд. кВтч в год к 2025 году по второму сценарию (табл. 3.2).

В последние годы имели место низкие экспортные цены на электроэнергию. По оценкам экспертов потеря выручки от экспорта электроэнергии исчисляется десятками миллионов долл.США. Политика мер в среднесрочный период в этой области будет направлена на разработку механизма прозрачности экспортного тарифа, который должен быть не ниже себестоимости электроэнергии, сложившейся на энергетическом рынке страны и региональном рынке электроэнергии на день заключения договора.

Сотрудничество в части обеспечения экономики Кыргызской Республики импортным природным газом в объеме до 850-900 млн. куб.м в год в перспективе возможно при содействии ОАО "Газпром" в соответствии с Меморандумом о намерениях по созданию российско-кыргызского совместного предприятия в нефтегазовой промышленности совместно с ОАО "Кыргызгаз" и ОАО "Кыргызнефтегаз".

Возможен экспорт угля в объеме от 100 до 200 тыс.т, который будет осуществляться в Китайскую Народную Республику в соответствии с договоренностями с угольными предприятиями Кыргызской Республики и в соседние республики Центральной Азии.

Реализация стратегических задач требует совершенствование переговорных процессов. Многосторонние и двусторонние межгосударственные переговоры по использованию ВЭР и торговли энергоресурсами.

7. Основные направления энергосберегающей политики

Повышение эффективности использования ТЭР и создание необходимых

условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития – одна из приоритетных задач государственной энергетической политики. Решение этой задачи позволит гарантировать при прогнозируемых темпах роста устойчивое обеспечение населения и экономики страны энергоносителями.

Неэффективность использования топлива и энергии связана с несовершенством действующих технологий, финансово-экономических механизмов. Они не стимулируют производителей и потребителей энергоресурсов снижать затраты на энергоносители.

При реализации технологического потенциала энергосбережения выделяются три категории энергосберегающих мероприятий:

- малозатратные мероприятия, которые сводятся к наведению порядка при использовании топлива и энергии (устранение потерь энергоносителей при транспортировке и хранении, соблюдение энергосберегающих технологических режимов, замене энергооборудования избыточной мощности, оснащение потребителей счетчиками энергоносителей и т.п.);
- капиталоемкие мероприятия, требующие значительных целевых инвестиций и осуществляемые в случаях, когда эффект от энергосбережения в приемлемые сроки окупит затраты на их реализацию;
- сопутствующие мероприятия, выполняемые в процессе технического перевооружения отраслей народного хозяйства, когда энергосбережение является сопутствующим фактором.

По оценкам специалистов, суммарное энергопотребление в отраслях экономики республики может быть сокращено на 13% за счет технических и организационных мероприятий, не требующих значительных капиталовложений, что может обеспечить экономию в 550 тыс.т.у.т. в период до 2010 года. За счет реконструкции и модернизации существующего энергетического оборудования, внедрения энергосберегающих технологий можно получить до 25% экономии электроэнергии и около 15% тепловой энергии, что соответствует более чем 2000 млн. кВтч и 800 тыс. Гкал.

В среднесрочной перспективе (2008-2010 годы) необходимо обеспечить освоение части потенциала энергосбережения за счет реализации малозатратных мероприятий.

Основным документом, регулирующим отношения в области энергосбережения, с целью создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов, в настоящее время является Закон Кыргызской Республики "Об энергосбережении".

В соответствии с данным Законом первоочередной задачей на ближайшую перспективу является принятие целевой программы "Энергосбережение в Кыргызской Республике на 2008-2010 годы" (далее – Программа), совместно со среднесрочной тарифной политикой.

Цели и задачи Программы:

- реализация основных положений энергосберегающей политики в соответствии с требованиями Закона Кыргызской Республики "Об энергосбережении";
- обеспечение перехода экономики на энергосберегающий путь развития при улучшении бытовых условий населения;
- использование комплекса рыночных механизмов и мер государственного регулирования;
- сокращение бюджетных дотаций регионов на топливо- и энергообеспечение.

Программы мероприятий состоит из трех блоков:

1. Нормативное, организационно-методическое и кадровое обеспечение энергосбережения.

1.1. Создать в кратчайшие сроки комплекс нормативных правовых актов, обеспечивающих разработку и реализацию энергосберегающих программ и проектов.

1.2. Разработать финансово-экономические механизмы реализации республиканской, отраслевых и региональных программ для создания саморегулирующейся системы энергосбережения, с использованием следующих источников финансирования:

- средств предприятий, реализующих мероприятия и программы энергосбережения;
- бюджетов районов и городов, реализующих программы энергосбережения;
- средств республиканского бюджета, выделенных на реализацию энергосберегающих проектов и программ;
- средств внебюджетных фондов и инвестиций.

Государственная финансовая поддержка энергосбережения должна предоставляться, преимущественно, на возвратной основе, на льготных условиях и на ограниченный срок, исходя из значимости и сроков окупаемости проектов.

Необходимо ввести следующие механизмы, позволяющие финансировать проекты в условиях недостатка средств:

- использование возвратных схем финансирования энергосберегающих проектов;
- использование льготного кредитования для повышения энергетической эффективности;
- предоставление государственным предприятиям и организациям - потребителям энергоносителей прав на сэкономленные энергоресурсы;
- стимулирование энергосбережения с использованием дотаций населению.

Меры государственной поддержки энергосберегающих проектов предприятий и административно-территориальных образований Кыргызской Республики должны осуществляться с учетом результатов энергетического обследования, наличия энергетического паспорта и программы энергосбережения.

1.3. Организовать подготовку и переподготовку кадров в области энергосбережения и внедрения энергосберегающих технологий, предусмотрев:

- формирование экологического и энергосберегающего сознания у подрастающего поколения в процессе дошкольного и школьного образования;
- переподготовку специалистов с высшим образованием в области технологических аспектов энергосбережения;
- подготовку специалистов по проведению энергетических обследований предприятий и организаций;
- проведение курсов по совершенствованию профессиональной подготовки руководящих работников и специалистов предприятий и организаций, занимающихся проблемами энергообеспечения и энергосбережения.

1.4. Разработать систему государственного регулирования и контроля выполнения Программы.

2. Повышение эффективности производства и потребления ТЭР.

2.1. На основе детального обследования и анализа ресурсов энергосбережения разработать и принять программы энергосбережения на 2008-2010 года и на перспективу до 2025 года по отраслям народного хозяйства, жилищно-коммунальной сфере и регионам республики. Разработать концепции региональной энергосберегающей политики и определить принципы межрегионального взаимодействия в области энергосбережения.

2.2. Обеспечить внедрение энергосберегающего оборудования, приборов регулирования и учета расхода энергоресурсов.

3. Разработка принципиально новых и совершенствование существующих энергосберегающих технологий, оборудования, приборов и материалов, создание альтернативных источников энергии.

3.1. Определить эффективные условия и этапы внедрения передовых наукоемких энергосберегающих технологий, снижения удельного потребления

ТЭР в ТЭК, промышленности, жилищно-коммунальном секторе, сельском хозяйстве, строительстве, на транспорте и в других отраслях экономики.

3.2. Создать банк данных по эффективным энергосберегающим технологиям в Кыргызской Республике и за рубежом.

3.3. Определить возможности ввоза и производства в республике объектов малой и нетрадиционной энергетики с укороченным инвестиционным циклом, обеспечивающих более равномерное распределение энергетических производств на территории республики.

3.4. Проводить активную информационную политику, распространение компьютерных рекламно-информационных программ по энергосбережению, информационных бюллетеней и печатных изданий информационно-рекламного характера.

8. Стратегические задачи охраны окружающей среды и рациональное природопользование в ТЭК

ТЭК, приносит огромную пользу для экономики страны, одновременно является одним из крупных источников негативного влияния на окружающую среду. Негативное влияние ТЭК практически проявляется во всех его секторах:

- при добыче и переработке углеводородного сырья;
- транспортировке и хранении энергоносителей;
- производстве электроэнергии на теплоэлектростанциях, и гидроэлектростанциях;
- при передаче и распределении электроэнергии по воздушным и кабельным линиям.

Особенно неблагоприятная экологическая ситуация продолжает оставаться в угольной и нефтегазовой отраслях республики. На предприятиях добыча угля и вскрышные работы продолжают выполняться с грубыми нарушениями технологических требований. После выработки месторождений практически не проводится рекультивация земель, размещение отвалов не обеспечивается всесторонней инженерной проработкой. Ежегодно под отвалы занимаются десятки гектаров новых земель. Сооружения для очистки воздуха и водоотводы устарели и требуют замены. Из-за ветхого состояния оборудования экологическая обстановка на шахтах и разрезах продолжает ухудшаться и создает угрозу для горняков и населения.

Тепловые электростанции и котельные недостаточно оснащены современными приборами контроля выброса вредных веществ в атмосферу и сбросами сточных вод, что не позволяет обеспечить надежный контроль за количественным и качественным составом отходов производства. Наблюдается тенденция к ежегодному ухудшению качественного состава сжигаемых углей, что приводит к дополнительному увеличению вредных выбросов.

В электроэнергетике слабо изучены экологические последствия от строительства ГЭС, магистральных линий электропередачи и подстанций. Мероприятия по охране природы при строительстве ЛЭП практически не проводятся нормативные критерии для их осуществления недостаточны. Недостаточно изучены вопросы вредного воздействия электромагнитных полей от высоковольтных ЛЭП и подстанций на людей в условиях высокогорья.

Для улучшения экологической ситуации в ТЭК должен быть проведен следующий комплекс мероприятий.

1. Совершенствование нормативной правовой базы по защите окружающей среды и разработка механизмов ее реализации с учетом международных соглашений, ратифицированных Кыргызской Республикой, в первую очередь, Рамочной конвенции ООН об изменении климата (Нью-Йорк, 1992 год) и Киотского протокола к рамочной конвенции ООН (Киото, 2001 год). При этом необходимо:

- разработать нормативные документы, регламентирующие организацию

строительно-монтажных работ и последующую рекультивацию при сооружении горных ЛЭП и подстанций;

- разработать проект закона об использовании ВИЭ;
- разработать план-график проведения работ по рекультивации ранее загрязненных земель в нефте-, газо- и угледобывающем секторах.

2. Повышение энергоэффективности экономического роста, а также использования всех видов топлива и энергии за счет внедрения передовых энергосберегающих технологий и мероприятий по экономии ТЭР и сокращению их потерь.

3. Широкое использование на территории Кыргызской Республики экологически чистых НВИЭ, в первую очередь, в курортных зонах и заповедниках, а также в местах, где традиционное энергетическое строительство приводит к деградации сельскохозяйственных земель, пастбищ и лесов.

4. Совершенствование технологических процессов и оборудования на действующих энергетических предприятиях, а также на предприятиях угольной и нефтегазовой промышленности с целью сокращения загрязнений и других нарушений состояния окружающей среды.

Первоочередными задачами этого направления являются:

- завершение вывода топочных газов на ТЭЦ № 1 города Бишкек от всех котлов к 300 метровой трубе, что позволит сократить уровень загрязнения приземного слоя от выбросов ТЭЦ на 25-30%;

- установка котла БКЗ-420-ЦКС вместо трех котлов БКЗ-160 первой очереди, что сократит выбросы парниковых газов в 10 раз, а содержание окислов азота в дымовых газах уменьшится в 3-3,5 раза;

- разработка и внедрение эффективных способов промышленного использования золы и шлака, с последующей рекультивацией выработанных золоотвалов;

- решение вопроса перевода котлов ТЭЦ города Ош на сжигание углемазута- (нефте-) водных композиций как экологически чистого и экономичного вида топлива с использованием местных углей и нефтепродуктов, а также реконструкции всей системы транспортировки и хранения мазута на ТЭЦ города Ош;

- разработка предложений по оснащению предприятий ТЭК современными приборами контроля выбросов отходящих газов, сточных вод и других вредных веществ, а также замене устаревшего, выработавшего свой ресурс оборудования по очистке воздуха и воды;

- разработка мероприятий по внедрению новой технологии сжигания Кара-Кечинских углей, с предварительной газификацией его в специальных предтопках-газогенераторах. Внедрение этой технологии позволит сократить выбросы летучей золы и газов не менее, чем на 60-80%;

- обязательное проведение предварительных инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий при выборе участков для размещения отходов на предприятиях угледобычи.

5. Разработка мер по сокращению уязвимости природных экосистем при сооружении новых гидросооружений в бассейне реки Нарын, Камбаратинских ГЭС с изъятием земель общей площадью 8455 га, из них сельхозугодий - 3302 га, в том числе пастбищ - 3297 га, леса - 36,8 га, кустарников - 428,2 га, а также затопление 96 км скотопрогонной дороги, подпадающих в зоны затопления водохранилищ гидроэлектростанций.

В условиях вывода экономики на путь устойчивого экономического роста одной из первоочередных задач в рамках энергоэффективности становится решение проблемы экологической безопасности. В республике, при интенсивном развитии ВИЭ и проведении энергосберегающей политики во всех отраслях экономики и в сфере услуг, есть возможность участия в углеродном рынке через механизм Киотского протокола "МЧР проекты" по сокращению относительно уровня 1990 года - 23202,53 Гг(*) выбросов парниковых газов в "CO₂ - эквиваленте" в 2 раза или до 12000 Гг к 2025 году,

что может обеспечить на международном углеродном рынке получение дохода в 2,05–24,6 млрд. сомов (50–60 млн. долл. США). Учитывая, что цены за выбросы парниковые газы в перспективе будут возрастать, создается возможность роста доходов, которые могут быть использованы в качестве источника инвестиций в повышение энергоэффективности экономики и в энергетическую отрасль страны.

9. Научно-техническая и инновационная политика, развитие кадрового потенциала

Успешное развитие ТЭК и реализация задач, поставленных НЭП, невозможны без проведения соответствующей научно-технической и инновационной политики.

В современных условиях одна из главных задач успешного управления инновационной деятельностью в ТЭК и его отраслях состоит в рациональном сочетании государственных и рыночных форм управления научно-технической политикой, обеспечивающих согласование целей НЭП с коммерческими интересами организаций и предприятий, реализующих эти цели.

Основной целью научно-технической политики является поддержка Правительством Кыргызской Республики научно-исследовательских работ в области энергетики и внедрение новейших достижений науки и техники с целью существенного повышения эффективности функционирования отраслей ТЭК. Для этого необходимы следующие приоритеты государственной научно-технической и инновационной политики:

- реконструкция и техническое перевооружение действующих объектов ТЭК;
- воссоздание и развитие научно-технического потенциала, включая прикладные разработки, модернизацию экспериментальной базы научных организаций и системы научно-технической информации;
- создание благоприятных условий для развития инновационной деятельности, направленной на коренное обновление производственно-технологической базы ТЭК, ресурсосбережение и улучшение потребительских свойств продукции;
- совершенствование всех стадий инновационного процесса, повышение востребованности и эффективности использования результатов научной деятельности;
- использование потенциала международного сотрудничества для применения лучших мировых достижений и вывода отечественных разработок на более высокий уровень;
- сохранение и развитие кадрового потенциала.

Для достижения указанных приоритетов научно-технической и инновационной политики необходимы: выявление и экономическая поддержка перспективных направлений научно-технической и инновационной деятельности через государственные целевые научно-технические и инновационные программы и проекты; организация системы государственного учета и контроля за реализацией результатов научных исследований и экспериментальных разработок в энергетической сфере, создание эффективной информационной инфраструктуры в области науки, образования и технологий в отраслях ТЭК; финансирование науки в энергетической сфере; содействие разработке и внедрению новых эффективных экологически безопасных технологий добычи, производства, преобразования, транспорта и комплексного использования ТЭР, с приоритетным использованием собственных источников.

На рассматриваемый период главными направлениями и задачами научно-технических и научно-экономических разработок являются:

- обеспечение и повышение надежности работы существующих энергетических объектов по всей цепочке ТЭК: от производства, доставки и хранения энергоносителей до распределения электрической и тепловой энергии;

- повышение эффективности существующего ТЭК за счет уменьшения потерь и совершенствования производственной базы, технологии и экологической защиты;

- разработка и промышленное освоение гидротранспортных систем топливоснабжения и экологически чистых, высокоэффективных технологий сжигания кыргызских углей;

- разработка и введение государственных нормативов, обеспечивающих защиту интересов Кыргызской Республики при разработке проектов и строительстве объектов ТЭК;

- разработка законодательных и нормативных документов, соответствующих условиям Кыргызской Республики, для проектирования, строительства и эксплуатации электрических и тепловых сетей, электростанций, нефте- и газопроводов и других объектов ТЭК;

- обоснование и внесение дополнений и изменений в действующие Строительные нормы и правила (СНиП), Правила устройства электроустановок (ПУЭ) и другие нормативы с целью их лучшему применению к местным условиям и современным международным стандартам;

- выполнение работ в области стандартизации по оборудованию и электротехническим изделиям;

- разработка законодательных и нормативных документов, а также других мер по уменьшению потерь угля, нефти и газа в процессе их добычи, транспортировки и хранения;

- разработка нормативов по природоохранной деятельности в топливной промышленности;

- разработка мер, обеспечивающих обязательное выполнение утвержденных в установленном порядке норм и правил при всех видах проектирования, строительства и приобретения оборудования, с признанием приоритета стандартов Кыргызской Республики, если они содержат более высокие требования по сравнению с международными стандартами.

Механизмами реализации государственного регулирования научной, научно-технической и инновационной деятельности в ТЭК являются:

- создание экономических условий для разработки новых технологий и оборудования за счет всех источников финансирования;

- формирование целевых научно-технических и инновационных программ;

- разработка системы определения и контроля реализации приоритетных направлений инновационной деятельности и новых технологий в ТЭК, в том числе с использованием, находящихся все более широкое применение в разных странах, отраслевых карт технологического развития;

- укрепление и развитие консолидированных отраслевых источников финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, концентрация бюджетных и внебюджетных средств в целях реализации крупных инновационных проектов;

- организация в системе ТЭК республиканских центров науки и высоких технологий, связанных с разработкой и внедрением наиболее перспективных технологий;

- разработка системы вовлечения в хозяйственный оборот объектов интеллектуальной собственности и иных результатов научно-технической деятельности в ТЭК.

В целях реализации приоритетов научно-технической политики в ТЭК необходимо предусмотреть:

- усиление государственной финансовой поддержки и контроля за соблюдением государственных интересов при разработке и реализации республиканских целевых программ, их переориентация на обеспечение стратегических задач развития ТЭК;

- разработка принципов экономического стимулирования внедрения новых прогрессивных наукоемких технологий, материалов и оборудования;

- проведение инвентаризации научных организаций в энергетическом секторе;

- создание целостной нормативной правовой базы инновационной деятельности в энергетике, включая вопросы защиты прав авторов и правообладателей интеллектуальной собственности, а также привлечения иностранных инвестиций в отечественную инновационную сферу;

- создание и развитие объектов инновационной инфраструктуры.

Необходимым условием реализации указанных направлений научно-технической политики в отраслях ТЭК является сохранение и развитие кадрового потенциала в научной и научно-технической деятельности. Для этого должно быть обеспечено повышение престижа и привлекательности научно-технической деятельности; создание условий для привлечения и закрепления новых кадров в сфере науки; обеспечение взаимосвязи подготовки научных кадров при реализации важнейших инновационных проектов государственного значения; повышение качества подготовки научных кадров высшей квалификации, систематическое повышение квалификации руководящих кадров и инженерно-технических работников всех звеньев ТЭК.

В новых, быстро меняющихся условиях становления рыночной экономики руководители отрасли, ее предприятий и структурных подразделений затрудняются в обеспечении необходимого уровня руководства без овладения и постоянного совершенствования знаний как в области менеджмента и маркетинга, так и в области новейших технических достижений в обслуживаемом секторе. Существующая система переподготовки руководящих кадров, в том числе помощь различных программ и фондов, являются недостаточными. Для улучшения положения необходимо сделать обязательной систематическую переподготовку руководящих кадров, для чего организовать постоянно действующие учебные курсы переподготовки и повышения квалификации руководящих кадров ТЭК с привлечением для обучения ведущих специалистов Кыргызской Республики и других стран.

Процесс переподготовки должен включать следующие основные направления:

- подготовка топ-менеджеров для энергетических и промышленных предприятий с целью разработки, исполнения и повышения эффективности программ энергосбережения и контроля соблюдения стандартов;

- экономический анализ предприятий ТЭК в условиях рынка;

- ценообразование в условиях разгосударствления и приватизации предприятий отрасли;

- инновация в конкурентной рыночной экономике;

- методика лицензирования на предприятиях ТЭК;

- экономика и методы управления в новых формах и структурах предприятий;

- современные информационные технологии и компьютерная подготовка;

- профессиональное повышение квалификации, новейшие достижения в области тепло- и электроэнергетики;

- обучение иностранным языкам.

Финансирование научно-технической политики в основном осуществляется за счет ассигнований отраслевых структур на контрактной основе с научными структурами. Частичное финансирование в области технической и экологической безопасности, разработки нормативных правовых актов и других вопросов государственной значимости должно производиться за счет бюджетных ассигнований через соответствующие государственные структуры. Общая сумма минимально необходимых ежегодных затрат на научно-технические разработки в ТЭК на рассматриваемый период оценивается в 6 млн. сомов в год, в том числе 1 млн. сомов – за счет бюджета. Должен быть нормативно решен вопрос о включении объемов финансирования прикладных научных работ в счет себестоимости продукции ТЭК.

10. Инвестиционная политика обеспечения развития ТЭК

Возможности обеспечения устойчивого развития отраслей ТЭК, надежного топливо- и энергоснабжения потребителей и выхода энергетики из кризиса должны определяться достаточно жестко проводимой инвестиционной политикой в рамках структурной перестройки отраслей комплекса и всей экономики страны. Основными факторами, влияющими на инвестиционную политику, являются большая инерционность, фондоемкость и капиталоемкость отраслей ТЭК, что предопределяет невозможность разового и краткосрочного осуществления мер по сохранению и наращиванию производственного потенциала комплекса.

Угроза разрушения производственного потенциала становится все ощутимее, что подтверждается динамикой освоения капитальных вложений в энергетический сектор страны. Объем капитальных вложений за счет всех источников финансирования в сопоставимых ценах сократился за последние 5 лет в несколько раз, объемы ремонтно-восстановительных работ в энергокомпаниях выполняются только на 60%, а капитальных вложений – на уровне 35%.

Попытки привлечения инвестиций в ЭЭС для ввода новых мощностей не приносят желаемых результатов, за исключением небольших объемов капвложений в рамках ПГИ и собственных средств компаний в развитие производственной базы и ежегодных бюджетных ассигнований для поддержания строительства Камбаратинской ГЭС-2.

Основными причинами инвестиционного кризиса в ТЭК являются: острый дефицит собственных и заемных финансовых ресурсов; сокращение финансирования капитального строительства из государственного бюджета; отсутствие экономического механизма, стимулирующего предприятия развивать производство за счет собственных средств и привлечения иностранных инвестиций; нарастание дебиторской задолженности энергопотребителей и, как следствие, кризис взаимных платежей между производящей, передающей и распределяющей энергетическими компаниями; нарастание долгов энергетических предприятий по выплате налогов в бюджет страны и по кредитам, в том числе представленным международными финансовыми организациями и частными иностранными инвесторами.

Потребность в инвестициях для развития энергетического сектора по первому сценарию оценивается в объеме 3,02 млрд. долл.США из них на:

- ввод новых мощностей в период:
 - 2008-2010 годы – 280 млн. долл.США;
 - 2011-2015 годы – 720 млн. долл.США;
 - 2016-2020 годы – 1620 млн. долл.США;
- реконструкцию: в 2008-2010 годы – 75 млн. долл.США;
- развитие сетей и подстанций: в 2008-2010 годы – 325 млн. долл.США.

По второму сценарию 5,570 млрд. долл.США, из них на:

- ввод новых мощностей в период:
 - 2011-2015 годы – 1620 млн. долл.США;
 - 2016-2020 годы – 2120 млн. долл.США;
 - 2021-2025 годы – 1000 млн. долл.США;
- развитие сетей и подстанций: 2011-2015 годы – 300 млн. долл.США;
- 2016-2025 годы – 250 млн. долл.США;
- развитие малых ГЭС и НВИЭ: 315 млн. долл.США, из них в период:
 - 2008-2010 годы – 45 млн. долл.США;
 - 2011-2015 годы – 80 млн. долл.США;
 - 2016-2020 годы – 90 млн. долл.США;
 - 2021-2025 годы – 100 млн. долл.США.

Бюджет Кыргызской Республики, имеющий ВВП чуть выше 100 млрд. сомов, не в состоянии выделять столь значительные средства.

Для улучшения ситуации необходимо:

- устранение взаимных неплатежей, проведение реструктуризации долгов между энергокомпаниями, по налогам перед фискальными органами и долгам по кредитам;
- устранение перекосов цен на энергоносители и переход на цены и тарифы, покрывающие затраты энергокомпаний и предприятий по производству, передаче и доставке энергоресурсов потребителям;
- проведение переоценки основных фондов энергетических предприятий с внедрением практики ускоренной амортизации;
- расширение числа инвестиционных проектов при конкурсном размещении частных и иностранных инвестиционных ресурсов или в соответствии с достигнутыми межгосударственными договоренностями;
- незамедлительное осуществление мер, направленных на ускоренное финансово-экономическое оздоровление энергетических компаний посредством полномасштабной реструктуризации, ликвидации бартерных взаиморасчетов за потребленную электроэнергию, сокращения издержек, потерь и хищений энергоносителей;
- развитие вторичного рынка ценных бумаг и инфраструктуры фондового рынка;
- активное участие в развитии межгосударственного оптового рынка электроэнергии в ЕвразЭС, а также в Центральной и Южной Азии со своевременным обеспечением сооружения объектов инфраструктуры для экспорта электроэнергии от существующих и перспективных ГЭС;
- использование посреднического участия международных финансовых институтов ВБ, МВФ, АБР, ЕБР и др. по привлечению частных инвестиций в энергетический сектор.

Первоочередными мерами по привлечению частных инвестиций должны стать:

- внесение изменений в законодательство по приватизации ряда существующих и перспективных генерирующих мощностей;
- утверждение IV этапа Программы приватизации ЭЭС;
- разработка и принятие Среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на 2008-2011 годы;
- составление перечня перспективных инвестиционных проектов для частных инвесторов;
- обеспечение прозрачности финансово-экономических показателей энергетических предприятий для проведения работы с инвесторами.

Наиболее остро стоит вопрос о привлечении частных инвестиций, в том числе стратегических (Интер РАО ЕЭС; Фонд Ага Хана; Корпорация AES (США); Группа компаний КНР; Группа компаний "Ренова" (РФ); Группа компаний Республики Татарстан (РФ) и другие).

В среднесрочный период (2008-2010 годы) потребуются инвестиции в реабилитацию существующих и строительство новых генерирующих мощностей. К приоритетным объектам нового строительства относится Камбаратинская ГЭС-2, стоимостью 11,48 млрд. сомов (280 млн. долл.США), к объектам по реабилитации – Бишкекская ТЭЦ-1, Уч-Курганская ГЭС и Ат-Башинская ГЭС. Оценочные инвестиции составляют: для ТЭЦ-1 2,05 млрд. сомов (50 млн. долл.США), для Уч-Курганской ГЭС – 615 млн. сомов (15 млн. долл.США), и для Ат-Башинской ГЭС – 410 млн. сомов (10 млн. долл.США). В отношении этих объектов капитальные вложения должны быть обеспечены за счет собственных средств, грантов и инвестиций в рамках ПГИ. В отношении тепловых станций Бишкекской ТЭЦ-1 и Бишкекской ТЭЦ-2 следует рассмотреть альтернативный подход с привлечением стратегического инвестора, объединив две станции, часть угольного разреза "Кара-Кече", принадлежащего государству, и компанию по распределению тепловой энергии в городе Бишкек.

В долгосрочной перспективе (2011-2025 годы) потребуются инвестиции в сооружение Камбаратинской ГЭС-1, стоимостью порядка 83,2 млрд. сомов

(1,9 млрд. долл.США); Верхне-Нарынских ГЭС: Ак-Булунской ГЭС – порядка 8,2 млрд. сомов (200 млн. долл.США), Джилан-Арыкских ГЭС – порядка 90,2 млрд. сомов (220 млн. долл.США). Объем инвестиций на сооружение Кара-Кечинской ТЭС оценивается в 45,1 млрд. сомов (1,1 млрд. долл.США).

Объемы намечаемых инвестиций для развития национальных системообразующих сетей на период до 2010 года составляют около 13,74 млрд. сомов (335 млн. долл.США), в том числе: для сооружения ПС 500/220 кВ Кемин с ВЛ 500 кВ Север-Юг – 10,5-10,25 млрд. сомов (245-250 млн. долл.США); для развития сетей Юга (ПС 500/220 Датка и ВЛ 220 кВ) – 2,05-2,25 млрд. сомов (50-55 млн. долл.США), ВЛ 500 кВ "Датка-Худжанд" ориентировочно 20 млрд. сомов (570 млн. долл.США), и для проекта "Улучшение электроснабжения Баткенской области" – 410 млн. сомов (10 млн. долл.США).

Для предотвращения угроз от стихийных природных и техногенных воздействий необходимо проведение комплекса охранных мер по укреплению и выносу трасс ЛЭП с объемом инвестиций около 300 млн. сомов. Размер инвестиций, необходимый для направления на техническое перевооружение высоковольтных электрических сетей, оценивается в 2,1 млрд. сомов. Общий объем инвестиций, направляемых на модернизацию и техническое перевооружение распределительных сетей, оценивается в 10,25 млрд. сомов (250 млн. долл.США). Поэтапное проведение реконструкции позволит снизить ежегодную инвестиционную нагрузку.

Малые ГЭС и НВИЭ. За период до 2010 года предполагается осуществить техническое перевооружение и восстановление законсервированных малых ГЭС, а также построить в различных районах республики новые малые ГЭС, суммарной мощностью 178 МВт и среднегодовой выработкой 1 млрд. кВтч в год. Для реализации этих мероприятий необходимы инвестиции в объеме 8,36-11,02 млрд. сомов (220-290 млн. долл.США). Для привлечения инвестиций в развитие НВИЭ необходимо использовать возможности увеличения годового производства промышленными предприятиями республики солнечных коллекторов – до 100-150 тыс. кв.м, ветроагрегатов – до 250 МВт, микро-ГЭС – до 2-2,5 МВт, фотоэлектрических преобразователей до 2-3 МВт в год на общую сумму порядка 520-950 млн. сомов (13-25 млн. долл.США). Планируемый рост тарифов на электроэнергию обеспечит повышение конкурентоспособности и эффективности намечаемых к развитию малых ГЭС и НВИЭ. Ускорение окупаемости инвестиций будет стимулировать привлечение отечественных и зарубежных инвесторов.

В нефтегазовой промышленности для осуществления планов реализации увеличения добычи нефти и газа за 2008-2010 годы потребуются 868,7 млн. сомов и дополнительно на проведение геофизических исследований – 315 млн. сомов (90 млн. долл.США). Выполнение этих работ предусмотрено с привлечением иностранных инвестиций, при этом ОАО "Кыргызнефтегаз" намерено ежегодно выделять капитальные вложения до 120 млн. сомов.

Инвестиции на переоснащение современным технологическим оборудованием, приборами учета и контроля в сфере газоснабжения должны составить порядка 20 млн. долл.США. На новое строительство газораспределительных сетей ОАО "Кыргызгаз" – 70 млн. долл.США, на ремонт и модернизацию газотранспортных систем ОАО "Казтрансгаз" – 10 млн. долл.США, на строительство второй нитки газопровода – 200 млн. долл.США.

В угольной промышленности для поддержания добычи на действующих предприятиях необходимы инвестиции в объеме 70 млн. сомов в год; за период 2008-2010 годы – 210 млн. сомов. На освоение разреза Кара-Кече потребуются инвестиции в объеме 81,4 млн. долл.США.

В целом потребность в инвестициях в развитие топливной промышленности в 2008-2010 годы составляет на поддержание и рост добычи:

- угля на действующих шахтах и разрезах – 210 млн. сомов;
- нефти и газа – 868,7 млн. сомов, в т.ч. собственные средства ОАО

"Кыргызнефтегаз" - 360 млн. сомов;
 - на проведение геофизических исследований на нефть и газ - 90 млн. долл.США;
 - на ремонт и модернизацию газотранспортных систем - 10 млн. долл.США, (СП "КырКазГаз");
 - на модернизацию и новое строительство систем газоснабжения - 20 млн. долл.США, (ОАО "Кыргызгаз").
 На 2011-2025 годы:
 - ГП "Комур" освоение Кара-Кечинского месторождения угля - 81,4 млн. долл.США;
 - ОАО "Кыргызгаз", СП "КырКазГаз" строительство второй нитки газопровода - 130 млн. долл.США;
 - ОАО "Кыргызгаз" модернизация и новое строительство систем газоснабжения - 70 млн. долл.США.
 Объемы необходимых инвестиций для финансирования развития энергетических объектов на период 2008-2010 годов, 2011-2015 годов, 2016-2020 годов, 2021-2025 годов приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Необходимые инвестиции (*) для финансирования
 объектов нового строительства и реконструкции
 в ТЭК Кыргызской Республики на период
 2008-2025 годов

Наименование	Уста- новлен- ная мощ- ность, МВт	Сроки строитель- ства	Сметная стоимость, млн. долл.США	2008- 2010 гг.	2011- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.

Электроэнергетика							

Новое строительство							

Камбаратин- ская ГЭС-2	360	2007-2010	280	280			

Камбаратин- ская ГЭС-1	1900	2011-2020	1900	-	500	1400	

Верхне-Нарын- ские ГЭС	200	2011-2015	220		220		

Ан-Булунская ГЭС	200	2010-2015	220			220	

Итого: 1-й сценарий		2008-2025 гг.	2620	280	720	1620	

Сары-Джазские ГЭС	1200	2010-2025	1200			200	1000

Кара-Кечин-	1200	2008-2015	1200		900	300	

ская ТЭС							
Итого: 2-й сценарий		2008-2025 гг.	5020	280	1620	2120	1000
Малые ГЭС	176	2008-2020	290	40	70	80	100
НВИЭ		2008-2020	25	5	10	10	
Всего		2008-2025 гг.	5335	325	1700	2210	1100
Реконструкция							
Бишкекская ТЭЦ-1	688	2007-2010	50	50			
Уч-Курганская ГЭС		2007-2010	15	15			
Ат-Башинская ГЭС		2007-2010	10	10			
п/ст. Кемин с ЛЭП 500 кВ		2007-2012	250	120	130		
п/ст. Датка с ЛЭП 220 кВ	360 км	2007-2012	55	55			
Электроснабжение Баткенской области		2007-2010	10	10			
Техническое перевооружение							
Высоковольтные ЛЭП		2007-2010	60	60			
Распределительные электрические сети		2008-2015	250	80	80	90	
Топливная промышленность							
Нефтегазовая:							
На поддержание добычи нефти		2008-2010	15	15			
Геофизические исследования		2008-2015	90	45	45		
Кыргызгаз:							

модернизация		2008-2020		600	150	150	150	150
и новое								
строительство								
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
Итого				705	210	195	150	150
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
Угольная промышленность								
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
На								
поддержание								
добычи								
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
На освоение		2008-2015		81,4	40	41,4		
разреза								
Кара-Кече,								
млн. долл.США								

(*) Необходимые инвестиции прогнозные, которые будут уточняться по мере подготовки ТЭО по предлагаемым объектам.

Приложение
к проекту НЭП

СПИСОК сокращений и обозначений, используемых в тексте НЭП

ЦАР - Центрально-азиатский регион;
ЕврАзЭС - Европейско-азиатское экономическое сообщество;
ЦАЭС - Центрально-азиатское экономическое сообщество;
ТЭК - топливно-энергетический комплекс;
ТЭР - топливно-энергетические ресурсы;
ТЭБ - топливно-энергетический баланс;
ОЭС - объединенная энергетическая система;
НЭП - национальная энергетическая программа;
СРС - стратегия развития страны;
СНГ - Содружество Независимых Государств;
КФД - квазифискальный дефицит;
ТПЗ - тариф, покрывающий затраты;
ЭЭС - электроэнергетический сектор;
ОАО "ЭС" - открытое акционерное общество "Электрические станции";
ОАО "НЭС Кыргызстана" - открытое акционерное общество "Национальная электрическая сеть Кыргызстана";
ГП "Комур" - государственное предприятие "Комур";
СП - совместное предприятие;
ОсОО - общество с ограниченной ответственностью;
ВВП - валовой внутренний продукт;
НИР и ОКР - научно-исследовательская работа и опытно-конструкторская работа;
АСКУЭ - автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;
ШГРП - шкафный газораспределительный пункт;
БГР-ТБА - Бухарский газоносный район - Ташкент - Бишкек - Алматы;
МВЭК - Международный водно-энергетический консорциум;
НВИЭ - нетрадиционные возобновляемые источники энергии;
КПП - крупные промышленные потребители;
ЛЭП - линия электропередачи;

СНиП – Строительные нормы и правила;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
ВБ – Всемирный банк;
МВФ – Международный валютный фонд;
АБР – Азиатский банк развития;
ЕБРР – Европейский банк реконструкции и развития;
КНТЦ "Энергия" – Кыргызский научно-технический центр по энергетике
"Энергия".