Приложение 1

**КОНЦЕПЦИЯ развития топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики до 2040 года**

**Раздел А. Анализ и оценка текущей ситуации в обеспечении топливно-энергетическими ресурсами страны и регионов**

***§1.* Природные топливно-энергетические ресурсы и оценка их освоения**

КР обладает достаточными запасами ТЭР, в том числе значительными запасами углей и около 30% гидроэнергетических ресурсов центрально-азиатского региона (ЦАР). Потенциальные возможности развития ТЭК реализуются в недостаточной мере - в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ) доля импорта энергоносителей составляет 21,4%, что оказывает отрицательное влияние на надежность энерго- и топливоснабжения страны и регионов.

**Ресурсы угля**. На территории республики к настоящему времени Государственным балансом полезных ископаемых учтены 44 месторождений запасами в количестве 1,411 млрд. тонн, в том числе: бурые угли – 1,083 млрд. тонн, каменные угли –327,8 млн.тонн, коксующиеся угли – 120,896 млн.тонн. в том числе по областям:

**- Жалал-Абадская** (каменный) – 237,01 млн. тонн;

* **Ошская** (бурый) – 168,6 млн. тонн; (каменный) – 67,1 млн.тн;
* **Баткенская** (бурый) – 352,4млн. тонн; (каменный) – 1,003 млн.тн;
* **Иссык-Кульская** (каменный) – 21,9 млн. тонн;
* **Нарынская** (бурый) – 562,4 млн. тонн. (каменный) – 0,662 млн.тн;

Месторождения и углепроявления группируются на четыре угленосных бассейна – Южно-Ферганский, Узгенский, Северо-Ферганский, Кавакский, и три угленосных района – Алайский, Алабука-Чатыркульский, Южно-Иссык-Кульский.

За 2008-2017гг. добыча угля возросла в 6,4 раз и составила в 2017 г. 2156,8тыс.т. Уровень освоенности промышленных запасов угля составляет 0,15%. Добычу угля осуществляют 116 угольных компаний, из них подземным способом ~~-~~ 60 шахт и открытым способом - 56 компаний. Образовано госпредприятие «Кыргызкомур» с филиалом на разрезе Кара-Кече с запасами свыше 435 млн.т.

**Ресурсы нефти и газа.** Промышленные запасы незначительны: по нефти составляют 88,506 млн.т, извлекаемые - 11,16 млн.т, по природному газу– 5578,9 млн.м3 и сосредоточены на юге страны на семи месторождениях, из них пять расположены в Джалал-Абадской области и два – в Баткенской. Уровень освоенности запасов крайне низкий (по нефти 0,07%, по газу 0,6%), что обусловлено отсутствием финансовых средств на эксплуатационное бурение. Добыча нефти за 2008-2017 г.г. возросла в 2,5 раза и составила в 2017 г. 171,891 тыс.т, добыча газа - в 1,4 раза и составила в 2017 г. 26,042 млн.м3. В ближайшие годы сохранить существующие объемы добычи нефти и газа возможно только путем восстановительных работ и ежегодного введения в эксплуатацию 20-25 новых скважин. При выполнении объемов работ разведочного этапа ожидаемый прирост запасов газа составит 1,3 млрд. м3, нефти – 300 тыс. т.

**Гидроэнергетические ресурсы** по оценкам Института водных проблем и гидроэнергетики Национальной академии наук КР составляют   
245,2 млрд.кВт.ч, из них технически возможный к освоению потенциал - 142,5 млрд.кВт.ч, а экономический (производственный) потенциал - 60 млрд. кВт.ч. Уровень освоенности валового потенциала составляет 6%, технического - 10%, экономического (производственного) - 24%. Возможное снижение гидроэнергетического потенциала, связанное с ожидаемым измене-нием климата при благоприятном сценарии составляет - до 51 млрд.кВт.ч, а для наиболее неблагоприятного сценария - до 36 млрд.кВт.ч по данным, приведенном в Третьем национальном сообщении КР по рамочной Конвенции ООН по изменению климата от 9 мая 1992 года, одобренном постановлением Правительства КР от 13 октября 2016 года № 546.

Гидроэнергетический потенциал сосредоточен в бассейне рек: Нарын (36%), Ферганской долины (Чаткал и др. - 27%), Сарыджаз (10,7%), Чу (9%) и из них наиболее перспективными является бассейн р.Нарын с потенциальной мощностью 6970 МВт. Перспективен также бассейн р.Сары-Джаз потенциальной мощностью 993 МВт.

Наиболее освоенным является нижнее течение бассейна реки Нарын, где действуют Нижне-Нарынский каскад ГЭС с водохранилищами многолетнего (Токтогульское) и сезонного регулирования (Курпсайское, Ташкумырское, Шамалдысайское и Учкурганское). Производство электро-энергии зависит от природно-климатических условий и водности бассейна р.Нарын и ее притоков. При этом циклы маловодности и многоводности чередуются каждые 3-4 года. Соответственно производство электроэнергии колеблется в пределах 12-15 млрд.кВт.ч. Основные генерирующие мощности - Нижне-Нарынский каскад ГЭС и Камбаратинская ГЭС – 2 суммарной установленной мощностью 2980 МВт, расположенный на территории Джалал-Абадской области, Атбашинская ГЭС мощностью 40 МВт в Нарынской области входят в состав ОАО «Электрические станции» (ОАО «ЭС»). Зависимость выработки электроэнергии от климатических условий приводит к дефициту зимней электроэнергии и импорту из соседних стран.

Суммарный валовый **гидроэнергетический потенциал** обследованных на территории республики **малых рек и водотоков** превышает 80 млрд. кВт.ч в год, из них технически приемлемый к освоению составляет в среднем 6 млрд. кВт.ч в год. Уровень их освоенности составляет - 0,000003%.

Установленная мощность малых ГЭС, расположенных в Чуйской и Ошской областях, составляет 45,2 МВт с выработкой электроэнергии до 250 млн.кВтч в год. ОАО «Чакан ГЭС» является самым крупным производителем электроэнергии среди малых ГЭС в Кыргызской Республике. И накопил огромный опыт в сфере эксплуатации малых ГЭС. Доля выработки ОАО «Чакан ГЭС» в общем энергетическом балансе страны составляет более 1%. При этом с момента образования компании годовая выработка выросла в 2 раза, доходы компании за этот период выросли в 10 раз. Основной проблемой в эксплуатации станций ОАО «Чакан ГЭС» является высокий уровень износа, которая на текущий момент составляет более 80,8%.

Для рационального использования высокого **потенциала солнечной энергии**, а также **ветровой энергии** необходима переоценка их по территории регионов страны современными передовыми методами, в том числе, используя результаты космических обследований. Потенциал геотермальных источников используется в основном для оздоровительных целей в санаторно-курортных зонах регионов страны.

В целом приведенный потенциал использования ВИЭ низкий, несмотря на имеющиеся их запасы, в то время как страна из-за незначительных запасов и объёмов добычи углеводородного топлива испытывает дефицит энергоресурсов, что подтверждается анализом ТЭБ страны и регионов.

*§****2. Анализ топливно-энергетического баланса (ТЭБ)страны и регионов***

Оценка необходимых объемов использования ТЭР для удовлетворения потребности в них реального сектора экономики, населения страны и регионов, определения объемов импорта при их недостатке и экспорта при их избытке производится путем анализа и прогноза ТЭБ.

Анализ ТЭБ КР за 2005-2016 гг.. показывает, что объем производства ТЭР в республике увеличился за этот период на 102% при росте потребления на 126%, что существенно усложнило процесс удовлетворения спроса потребителей на энергоносители из-за их дефицита.

*В структуре формирования ТЭР* уменьшилась доля собственного производства ТЭР с 77,6% в 2005 г. до 70,7% в 2016 г. Увеличилась доля их импорта соответственно с 18,2% до 21,4%, что привело к ежегодным утечкам валютных средств на их поставки (1,34 млрд.долл.США в 2013 г., что больше на 11% чем в 2012 г.)

*В структуре распределения ТЭР* возросла доля их потребления внутри страны с 67,7% в 2005 г. до 83,4% в 2016 г., при сокращении экспорта ТЭР с 19,5% до 2,5% или в 2,5 раза соответственно. Сокращение экспорта электроэнергии привело к снижению поступления валютных средств (54,56 млн.долл.США в 2013 г., что меньше на 27%, чем в 2012 г.)

Положительным фактором явилось сокращение потерь ТЭР в 2016 г. на 51% от уровня 2005 г.

Анализ структуры потребления ТЭР показывает, что наибольшая доля приходится на жилищно-коммунальное хозяйство(ЖКХ) и население -63,1%, на долю промышленности –14,5%, транспорта–17,4%, сельского хозяйства -3,4%. При этом за период 2005-2016 гг. потребление ТЭР ЖКХ и населением увеличилось в 1,76 раза, на строительно-монтажные работы в 2,9 раза, транспортом - в 2,1 раза, сокращение произошло в промышленности на 4%, в сельском хозяйстве - на 23%.

Анализ структуры формирования ТЭР по регионам страны показывает, что наиболее обеспеченной собственными ТЭР является Джалал-Абадская область, где сосредоточено 83% добычи ТЭР, из которых наибольший удельный вес составляет производство гидроэлектроэнергии– 93%, добыча топлива (угля, нефти, природного газа) – 3,1%. Низкие объемы их добычи не удовлетворяют потребности в них; энергозависимыми в республике являются Ошская и Баткенская области, несмотря на то, что на их территории имеются действующие предприятия по добыче угля, нефти и газа; необеспеченными производством собственных ТЭР являются Чуйская, Таласская и Иссык-Кульскаяобласти, зависящие полностью от импортных поставок угля, природного газа, нефтепродуктов и электроэнергии, так как действующие малые ГЭС не покрывают потребности; частично зависимыми являются потребители в Нарынской области при наличии огромных запасов угля на месторождении Кара-Кече; наибольший объем импорта ТЭР приходится на   
г.Бишкек, где электро- и теплоэнергия производятся на ТЭЦ на привозном угле и мазуте из РК и из разреза Кара-Кече Нарынской области. Рост цен на все виды топлива способствовал переходу большей части населения на более доступный по цене энергоноситель – электроэнергию, особенно в отдаленных горных районах Нарынской, Иссык-Кульской, Джалал-Абадской и Баткенскойобластей.

Таким образом,обладая достаточным потенциалом ТЭР, области и страна в целом не в состоянии обеспечить полностью свою энергетическую безопасность, так как существуют неравномерность размещения ТЭР по территории **из-за следующих факторов**: низкий уровень освоенности ТЭР, опережение темпов роста спроса на энергоносители над их предложением и зависимость производства электроэнергии больших и малых ГЭС от природно-климатических условий; импорта природного газа, нефти и нефтепродуктов из России, частично угля из Казахстана и закупочных цен на них, связанных с колебаниями мировых цен на углеводородное топливо.

***§3.Оценка ситуации с обеспечением энергетической безопасности***

На ЭБ влияют внешние (природные, климатические, геополитические, макроэкономические) и внутренние факторы (нерациональная структура ТЭБ, финансовая дестабилизация, социально-ориентированная ценовая и тарифная политика на энергоносители, высокий уровень энергоемкости экономики и др.) Использование ключевых индикаторов для оценки состояния ЭБ позволяет проанализировать ситуацию и обозначить **следующие достижения и проблемы.**

***1. Неравномерность размещения ТЭР по территории, низкий уровень их освоенности.***

Оценка индикаторов ЭБ **по топливообеспечению** показала, что КР, обладая достаточным потенциалом ТЭР, в целом не в состоянии обеспечить полностью свою ЭБ.

**В угольной отрасли** произошло повышение добычи угля за последние десять лет в 5 раз, что дало возможность для возмещения дефицита энергоносителей у населения и бюджетных организаций, а также стабильного обеспечения углем с разреза Кара-Кече на ТЭЦ г.Бишкек. Рост объёма добычи угля достигнут за счёт осуществления следующих мер:

-развития мощностей предприятий, разрабатывающих буроугольные месторождения «Кара-Кече» и «Мин-Куш» на основе наращивания объёмов поставок угля для ТЭЦ г. Бишкек;

-восстановления связей с соседними государствами по экспорту кыргызских углей (Китайская Народная Республика (КНР), Республика Узбекистан (РУз), Республика Таджикистан (РТ);

- сохранение и наращивание объёмов поставок угля на цементные предприятия для использования в технологических целях на юге страны.

Износ оборудования в угольной промышленности, недостаток оборотных стредств, высокая дебиторская задолженность потребителей негативно влияют на качество ремонтных работ горной техники, автодорог, своевременность проведения вскрышных работ для подготовки фронта добычи угля.

**В нефтегазовой отрасли** для **обеспечения светлыми нефтепродуктами** сооружены и введены в действие ряд нефтеперабатывающих заводов (НПЗ), из которых наиболее крупный в   
г. Кара-Балта на 800 тыс.т нефти, в г. Токмок на 410 тыс.т на привозном сырье из РФ и РК. При этом существуют риски их неполной загрузки в связи с колебаниями мировых цен на нефть и понесенными убытками нефтяных компаний РФ и РК. По этой причине сохранится импорт и нефтепродуктов.

В целях улучшения газоснабжения страны и регионов АО «Кыргызгаз» реализовано ОАО «Газпром» РФ в 2014 г., которым взяты обязательства по выплате долгов, реконструкции устаревших газораспределительных сетей и бесперебойному обеспечению потребителей КР природным газом. В результате образовано ОсОО «Газпром Кыргызстан». Проектным институтом АО «Газпром-промгаз» РФ в 2015г. разработана Генеральная схема газоснабжения и газификации КР на период до 2030 г., информация о которой Правительством КР принята к сведению в соответствии с распоряжением от 30 января 2015г. № 22-р. Реализация Генеральной схемы позволит решить проблемы газоснабжения страны.

С 2015г. ОсОО «Газпром Кыргызстан» разрабатывает Инвестиционную программу, которая актуализируется на ежегодной основе.

В рамках инвестиционной программы ОсОО «Газпром Кыргызстан» на 2015 г. были выполнены проектно-изыскательские работы по 31 объекту; на 2016 год были выполнены проектно-изыскательные работы на 11 объектах и строительно-монтажные работы на 19 объектах. В 2017 году завершена реконструкция участка МГ «БГР-ТБА» I очереди Этап I км 1063 – км 1113 и строительство участка МГ «БГР-ТБА» II очереди км 1001 – км 1063. Указанные магистральные газопроводы введены в эксплуатацию.

Введены в эксплуатацию после реконструкции ГРС Сокулук, АГНКС Ленинское и построен с вводом в эксплуатацию ЗУ «Чуй».

В 2017 году были завершены все запланированные строительно-монтажные работы по газификации 7-ми жилых массивов г. Бишкек (Колмо, Кок-Жар, Кара-Жыгач, Ала-Тоо, Арча-Бешик, Ак-Орго, Ак-Ордо),

5-ти населенных пунктов Чуйской области (с. Ленинское, г. Кара-Балта, г. Кант, с. Сокулук, г. Токмок) и 1 населенного пункта Ошской области (н.п. Жапалак). Общая протяженность построенных газопроводов среднего и низкого давления составила 342 км и по готовности доступа к подключению к газовым сетям получили 17 тыс. домовладений.

**2. О*пережение темпов роста спроса на энергоносители над их предложением и отсутствие резерва мощности, зависимость производства электроэнергии больших и малых ГЭС от природно-климатических условий****.*

**В электроэнергетике**:

1) произошло снижение производства электроэнергии за период   
2005-2016гг. на 3,15%, в связи с маловодьем и сработкой Токтогульского водохранилища в то время как темпы роста потребления составили 121% и соответственно существовал дефицит электроэнергии, который частично покрывался за счет импорта из энергосистем РТ и РК. В 2017г. в связи с многоводьем и заполнением Токтогульского водохранилища до проектного уровня выработка электроэнергии возросла до 15,47.млрд.кВт.ч в результате импрота электроэнергии не было, а экспорт составил 1,2 млрд.кВт.ч;

2) ввод новых мощностей отстает от темпов роста нагрузки в энергосистеме, так как за последние десять лет был введен в действие только 1 агрегат на 120 МВт Камбаратинской ГЭС - 2, что явно недостаточно и доля ввода новых в установленной мощности электростанций составила 3,2%, в то время как темпы роста ввода мощностей должны опережать темпы роста нагрузки в энергосистеме и обеспечивать их резерв;

3) по обновлению основных фондов электрических станций, износ которых достиг 70-93% (при кризисном пороге - 25%), с превышением нормативов сроков эксплуатации (25-30 лет), в связи с чем проведена реконструкция ТЭЦ-1 г. Бишкек, начаты работы по реконструкцц Уч-Курганской ГЭС, Атбашинской ГЭС, Токтогульской ГЭС. Ждут реконструкции малые ГЭС Аламединского каскада возраст гидроэлектростанций в ОАО «Чакан ГЭС» составляет 60-89 лет, в тоже время возраст гидроагрегатов, часть которых были перевезены из Европы по контрибуции составляют 60-104 лет. В первую очередь необходима реконструкция Лебединовской ГЭС со степенью износа 98%.

**По передаче электроэнергии** (ОАО «НЭС Кыргызстана») проблемы обеспечения энергетической независимости решены сооружением и вводом в действие подстанции (ПС) 500 кВ «Датка» на юге в Джалал-Абадской области и ПС «Кемин» на севере в Чуйской области, а также сооружением и сдачей в эксплуатацию ЛЭП - 500 кВ «Датка-Кемин», что позволило сократить затраты на транзит мощности в ОЭС ЦА. Однако независимость электроснабжения отдельных потребителей Баткенской области, питающихся от ВЛ 110 кВ «Хаджибакирган - Арка» и от ВЛ 35 кВ «Шураб – Самаркандык» энергосистемы Республики Таджикистан, еще не обеспечена.Сохраняются высокие потери электроэнергии по сетям высокого напряжения - 5,49% по итогам 2017г., обусловленные высоким коэффициентом износа электрических сетей, превышением сроков службы трансформаторов на подстанциях, приборов измерения и учета электроэнергии, что является причиной аварий и отключений при повышении нагрузки.

Для снижения потерь электроэнергии необходимо обеспечение одновременных условий режима работы энергосистемы:

- обеспечение параллельной работы в составе ОЭС ЦА;

- наличие экспорта (не менее 1,5 млрд.кВт.ч) из-за влияния на снижение относительной величины потерь электроэнергии;

- своевременный ввод в работу генерирующих источников;

- сокращение доли ГЭС в структуре производства электроэнергии;

- развитие и реконструкция всей сети 110-220-500 кВ в соответствии с растущим производством и потреблением электроэнергии с учетом загрузки энергосистемы по оптимальным для неё параметрам;

- выравнивание суточных, сезонных графиков нагрузки с помощью тарифного регулирования и стимулирования потребителей;

- компенсация реактивной мощности в энергосистеме и сетях потребителей и стимулирование к ней.

Таким образом, перед передающей энергокомпанией стоят задачи по модернизации энергооборудования и сокращения потерь.

**По распределению** электроэнергии по электрическим сетям низкого напряжения (ОАО «Северэлектро», ОАО «Жалалабатэлектро, ОАО «Ош-электро», ОАО «Востокэлектро») достигнуто **сокращение потерь** электро-энергии с 5,135 млрд.кВт.ч в 2005г. до 1,51 млрд.кВт.ч в 2016г. или с 34% до 13,9%. Положительным фактором является сокращение коммерческих потерь с 21% в 2005г. до 0,9% в 2016г. и до 0% в 2017 г. в соответствии с предпринимаемыми мерами по проведению пофидерного учета электроэнергии, с внедрением умных счетчиков и автоматизированной измерительно - информационной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ). Проблемами остаются перегрузки электричес-ких сетей и подстанций в зимнее время, особенно в районах новостроек и связанная с ним социальная напряженность среди населения. *В этой связи, предлагается четкое определение функций органов местного само-управления в части строительства инженерных коммуникаций, в том числе энергоснабжения*, за счет *средств местных бюджетов и республиканского бюджета в рамках делегированных полномочий.*

***3. Дефицит тепла, связанный с высокими темпами роста потребления и присоединением новых потребителей к тепловым сетям, высокий уровень износа теплотехнического оборудования и потерь***

**В теплоэнергетике** централизованное теплоснабжение существует в четырех городах при этом в г.Бищкек снабжается теплоэнергией -85% жилого фонда. по г.Ош -40%, по г.Кызыл-Кия -60%, и по г.Каракол -26%. При этом свыше 80% тепловых сетей и оборудования отработали нормативный срок эксплуатации 25-30 лет. Теплоснабжение осуществляется ТЭЦ в г.Бишкнек и г.Ош, в остальных городах и регионах котельными в количестве – 2688 из них работают на газе - 72, мазуте – 36, твердом топливе -1328 и электричестве - 1244. Предприятиями теплоснабжения (ГП «Кыргызтеплоэнерго», КП «Бишкектеплоэнерго» мэрии г.Бишкек, Ошское МП «Тепоснабжение») эксплуатируется 277 котельных, министерствами и ведомствами - 2013 котельных, местными органами самоуправления - 398 котельных.

За последние десять лет выработка теплоэнергии ТЭЦ и котельными снизилась с 3,5 млн.Гкал до 2,5 млн.Гкал. Высокая степень изношенности оборудования способствовала нерациональному расходу топлива и росту выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. С ростом цен на топливо себестоимость тепловой энергии возросла на ТЭЦ за этот период в 3,1 раза. а с учетом доставки по тепловым сетям в 4,7 раза.

Основными проблемами в системе централизованного теплоснабжения г.Бишкек является дефицит тепла (250-300 Гкал/ч), связанный с высокими темпами роста потребления (10-20 Гкал/час ежегодно) и присоединением новых потребителей к тепловым сетям. Проводимая реконструкция ТЭЦ   
г. Бишкек не удовлетворит растущую потребность в тепловой энергии   
г. Бишкек в перспективе, для этого необходима дополнительная генерация тепловой энергии. В связи с чем необходимо восстановление строительных работ на замороженном ТЭЦ-2.

Также необходимы масштабные целевые инвестиции в реконструкцию теплосетевого комплекса г. Бишкек, в обеспечение средствами учета тепла и горячей воды, в реконструкцию индивидуальных тепловых пунктов и насосных станций, так как износ основных фондов в ОАО «Бишкектеплосеть превысил в среднем 77%, на балансе которого находится 454.1 км.тепловых сетей. Из них 345,62 км или 76,1% отработали 25 лет и более и требуют замены так как это приводит к увеличению количества повреждений с 237 в 2002 г. до 307 в 2017 г. Исходя из нормативного срока эксплуатации необходимый объем капремонта и реконструкции тепловых сетей должен составлять 15-20 км или 450-600 млн.сом в год. Для снижения процесса старения трубопроводов необходимо в краткосрочном периоде реконструкция и капремонт 150-200 км тепловых сетей. на это требуется 4,5-6 млрд.сом в ценах 2017 года. Для снижения потерь теплоэнергии на 10% ежегодно в течение 10 лет необходимо 850-900 млн.сом.

В связи с этим ОАО «Бишкектеплосеть» в перспективном плане развития предусмотрено развитие теплосетевого комплекса от ТЭЦ г.Бишкек согласно Генплана развития г.Бишкек на период до 2025г. с ориентировочной стоимостью 4000-4500 млн.сом.

Прорабатывается вопрос по реабилитации ТЭЦ-2 г.Бишкек на природном газе. ОАО «Газпром-промгаз» подготовлено заключение по результатам предварительной оценки перспектив реабилитации незавершенного строительством ТЭЦ-2 г. Бишкек и разработан План развития теплосетевого комплекса от ТЭЦ-2 до насосных станций до 2028г. с ориентировочной стоимостью 1,2 млрд. сом.

Теплоснабжение малых и средних городов ведется котельными ГП «Кыргызтеплоэнерго», а также котельными муниципальных и промышленных предприятий, министерств и ведомств КР.

На балансе ГП»Кыргызтеплоэнерго» имеется 132 котельные и 343.4 км тепловых сетей в том числе: в Чуйской области 41 котельная и 193,4 км; в в Иссык-кульской области -31 и 50,14 км; Нарынской области 24 и 8,09 км; в Жалалабатской области – 26 и 70,06 км; в Ошской -6 и 4.2 км; в Таласской -6 и 16,71 км тепловых сетей. Ежегодно вырабатывается ими 500-550 тыс.Гкал тепловой энергии себестоимостью 3000-7000 сом/Гкал в зависимости от вида топлива.Тариф для населения составляет 1134,76 сом/Гкал, а бюджетные и коммерческие потребители осуществляют плату по себестоимости. Разница между тарифом для населения и ее себестоимостью покрывается за счет госбюджета через дотационные выплаты, которые составили в 2017 г.- 1617,6 млн.сом. За 6 последних лет произошло увеличение субсидий на заготовку топлива и ремонтно-восстановительные работы на сумму 253,1 млн.сом. котельные работают на 20-50% уст.мощности что ведет к потерям на уровне 25% от ее выработки и авариям из-за снижения к.п.д. и соответственно к росту удельных норм расхода топлива. В результате в структуре затрат стоимость топлива составляет 70-75 % также как и на ТЭЦ г.Бишкек. Кроме того, ведется работа по переводу котельных ГП «Кыргызтеплоэнерго» на альтернативные виды топлива (уголь и природный газ) в целях уменьшения нагрузки на электрические сети республики.

По реконструкции тепловых сетей, начиная с 2018г. ГП «Кыргызтеплоэнерго» планируется ежегодно заменять тепловые сети на пенополиуретановые трубы в пределах 49 км в год. В связи с чем необходимы соответсвующие финасовые средства.

Коммунальное предприятие **- КП “Бишкектеплоэнерго**” осуществляет теплоснабжение в западной части столицы и обслуживает 65 котельных с протяженностью тепловых сетей -140.1 км из них 605 с истекшим сроком эксплуатации и требуют замены.при этом нет средств на капремонт, а производится только текущий ремонт. С 2012 г. ведется масштабная работа по реконструкции оборудовния на котельных средств недостаточно. Разница между себестоимостью и тарифом покрывается за счет городского бюджета. В связи с чем необходимо нормировать выделение дополнительных средств на подготовку к ОЗП и финансировать через УКС мэрии г.Бишкек.

Ошское муниципальное предприятие “Теплоснабжения” при мэрии г.Ош осуществляет теплоснабжение - 80 котельными из них 17 –на электроэнергии, 63 –на угле с суммарной выработкой 71,0233 тыс.Гкал. и протяженностью тепловых сетей - 60,7 км. Ежегодно выделяются субсидии в на покрытие в разнице тарифа и себестоимости теплоэнергии в размере свыше 100 млн.сом, которые имеют тенденцию роста до 169.7 млн.сом в 2017 г. за счет городского бюджета.

Анализ систем теплоснабжения показал. Что существуют проблемы :

* высокая степень износа до 75% и более( при нормативном 15-25%), и низкой энергоэффективности и высокие потери, что является угрозой энергобезопасности;
* отсутствие программ и схем теплоснабжения малых городов;
* отсутствие у население приборов учета теплоэнергии и ГВС9горячее врдоснабжение);
* отсутствие у предприятий теплоснабжения финансовых средств на поддержание и развитие инфраструктуры;
* государственное субсидирование затрат на тепловую энергию;
* непривлекательность сектора теплоснабжения для инвестиций на фоне низкоуглеродного пути развития и сокращения выброслв;\
* тарифная политика не отражающая реальную себестоимость тепловой энергии и ГВС для модернизации систем теплоснабжения.

Совершенствование государственной политики и регулирования в сфере теплоснабжения должно быть направлено на реформирование системы управления предприятий теплоснабжения, внедрение энергоэффективных технологий, повышение финансовой устойчивости системы теплоснабжения, привлечение инвестиций, защиту окружающей среды и интересов потребителей.

***4. Несоответствие тарифной политики на электро- и теплоэнергию затратам энергокомпаний, финансовая неустойчивость, неплатежеспособность, зависимость деятельности энергокомпаний от долгосрочных заемных средств и сокращение собственных средств на развитие***

**Оценка индикаторов ЭБ по** **экономическому блоку** показала, что, сложившаяся ситуация в электроэнергетике КР, характеризуется дефицит-ностью как по вводу мощностей, так и по финансовым ресурсам в развитие отрасли и опережением темпов роста расходов за 2005-2017 гг. в 3,3 раза над темпами роста доходов в 2,1 раза. Так, за последние три года в энергосистеме дефицит денежных средств составил за 2015г. 7,236 млрд. сом по причине превышения себестоимости над установленным средним тарифом на электро- и теплоэнергию. В 2016 г. дефицит денежных средств сократился до 1,103 млрд.сом, с учетом государственной поддержки по выделению бюджетной ссуды в сумме 1,0 млрд.сом и реструктуризации задолженности по государственным заемным средствам на сумму 3,25 млрд. сом. В 2017г. дефицит бюджета сохранился на уровне 1,22 млрд. сом за счет роста производства электроэнергии и экспорта ее в связи с многоводьем и заполнением Токтогульского водохранилища до проектного уровня и соответствующего увеличения доходов от продажи на 20%. (табл.1..)

Таблица 1. Доходы, расходы, дефицит финансовых средств по энергосистеме КР за 2015-2016 гг.(по данным ГАРТЭК при ПКР)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Доходы тов.продукции  млн.сом | Расходы  млн.сом | Средневыст  Тариф тыйын/кВт.ч | Себест. электроэн  тыйын/кВт.ч | дефицит  млн.сом |
| 2015 г | 16089.1 | 23325.9 | 138 | 197 | -7236.9 |
| 2016 г | 16791.236 | 17894 | 135,8 | 208 | -1103.3 |
| 2017 г | 20021.6 | 21234.57 | 138,6 | 169 | -1212.911 |

Дефицит финансовых средств обусловлен неэффективной тарифной политикой как между энергетическими компаниями, так и потребителями.

Так, покупные тарифы от производителя ОАО “ЭС” распределительным электрическим сетям устанавливаются уполномоченным госорганом ГАРТЭК при ПКР ниже их среднеотпускных тарифов и себестоимости, начиная с 2005 года . (табл. 2)

Таблица 2. - Тарифы на покупку электроэнергии для РЭК,(тыйын/кВт.ч)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2005 | 2006 | 2007 | 2009 | 2010 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Северэлектро | 20,1 | 18,3 | 16,0 | 26,8 | 34,1 | 18,1 | 21,3 | 21,4 | 51,1 | 59,0 | 55,8 |
| Востокэлектро | 14,5 | 13,6 | 12,5 | 24,0 | 32,2 | 22,5 | 23,1 | 22,0 | 45,6 | 41.5 | 31,6 |
| Ошэлектро | 17,0 | 15,7 | 14,0 | 24,0 | 28,0 | 19,1 | 24,8 | 24,8 | 40,3 | 44.0 | 34 |
| Джалалабадэлектро | 13,5 | 12,6 | 11,5 | 19,5 | 25,2 | 20,5 | 22,1 | 22,1 | 46,6 | 42,6 | 36,2 |
| РЭК всего | 17,7 | 16,3 | 14,4 | 24,8 | 31,3 | 19,2 | 22,3 | 22,2 | 45,9 | 50,.3 | 51,3 |

В результате в 2015 г., при стоимости электроэнергии   
197 тыйын/кВт.ч и средневыставленного тарифа   
138 тыйын/кВт.ч, фактический дефицит тарифа за 2015 год составил –   
59 тыйын за 1 кВт.ч. В 2016 году при стоимости электроэнергии   
 140,8 тыйын/кВт.ч и средневыставленного тарифа 135,8 тыйын/кВт.ч, дефицит тарифа за 2016 год составил – 5,0 тыйын/кВт.ч.   
В 2017 г. себестоимость электроэнергии увеличилась и составила - 160,5 тыйын/кВт.ч с учетом отчислений по налогам и стоимости потерь, а фактический средневыставленный тариф 138,6 тыйын/кВт.ч, дефицит тарифа составил 21,9 тыйын/кВтч. При этом существующее внутреннее субсидирование в 2017 г. возросло населению, потребляющему до 700 кВт.ч до 61,6 тыйина за 1 кВт.ч. потребленной электроэнергии ими в объеме 5,344 млрд.кВт.ч **или 3,27 млрд.сом. дефицит средств**. Помимо этого население с низкими доходами получает социальные выплаты из бюджета страны для оплаты за энергоносители.

Большие убытки несет от реализации теплоэнергии ОАО “ЭС” , так покупной тариф также ниже себестоимости ее производства на ТЭЦ, в 2,4 раза, а также ниже отпускного тарифа на отопление для населения в 3,5 раза дефицит в тарифе достиг в 2016 по себестоимости 1,645 млрд.сом по отпускному тарифу 2,395 млрд.сом. (табл.3)

Таблица 3. Динамика себестоимости и среднеотпускных тарифов на теплоэнергию с ТЭЦ в ОАО “Бишкектеплосеть”

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Себестоимость теплоэнергии ТЭЦ, сом/Гкал | 802,3 | 1 103 | 922,4 | 1 004,6 |
| Покупной тариф от ТЭЦ сом/Гкал | 315 | 390 | 390 | 460 |
| Себестоимость теплонергии БПТС, сом/Гкал | 425,1 | 454,9 | 486,7 | 542 |
| Отпускной тариф на отопление населению , сом/Гкал | 917,8 | 1134,8 | 1134,8 | 1134,8 |

В результате у стратегически важной компании по производству электро- и теплоэнергии ОАО «ЭС» максимальный дефицит средств в 2015 г. достиг 6,5 млрд.сом. Себестоимость производства электроэнергии на ГЭС возросла с 4,3 тыйын/кВт.ч в 2007г. до 14 тыйын/кВт.ч или в 3,3 раза, на ТЭЦ с 122,9 тыйын до 432 тыйынов или в 3,8 раза. В 2017 г. произошли положительные сдвиги в сторону уменьшения себестоимости на ГЭС до 12,3 тыйына, на ТЭЦ (по сравнению с планом) до 296,4 тыйын/ кВт.ч (как за счет роста производства электроэнергии ГЭС, так и реконструкции ТЭЦ и экономии топлива на 1 кВт.ч электроэнергии с 417,1г/кВт.ч в 2015 г. до 398,2г/кВт.ч в 2017 г., и на 1Гкал теплоэнергии с 149,4 кг/Гкал в 2016 г. до 131,3кг/Гкал в 2017 г., что положительно сказалось как на снижении затрат на топливо, так и на среднюю себестоимость электроэнергии по энергосистеме с 198 тыйын до 160,5 тыйын/ кВт.ч в 2017 г.. Однако, себестоимость теплоэнергии возросла с 523 сом за/Гкал в 2007 г. до 2303сом/ Гкал в 2015 г. и 2416 сом/Гкал в 2017 г. или в 4,6 раза при росте среднеотпускного тарифа в 8,4 раза или с 59 сом/Гкал до 497,1 сом/Гкал в 2017 г. Убытки от производства теплоэнергии составили - 1,35 млрд.сом, которые покрывались за счет прибыли от производства электроэнергии на ГЭС и ее экспорта. Себестоимость подпиточной воды 14,2 сом/т, а средневыставленный тариф 10,2 сом/т убытки составили -51,9 млн.сом. В целом внутренние субсидии ОАО “ЭС” составили в 2017 г.-1399 млн.сом.

Таким образом среднеотпускные тарифы на электро- и теплоэнергию ниже затрат на их производство, следует отметить, что затраты на передачу и распределение электро- и теплоэнергии по сетям имеют тенденцию роста.

Так, в ОАО «НЭСК» при росте доходов за 2005-2017 гг. в 2,6 раза расходы возросли в 2,7 раза при этом убытки достигли – 1212,9 млн. сом в 2017 г. Убытки при передаче также связаны с тем, что тарифы на покупку электроэнергии для РЭК устанавливались значительно ниже их себестоимости. Так, в 2017 г. себестоимость передачи электроэнергии составила 32,1 тыйина/кВт.ч, а средневыставленный тариф был установлен в объеме 24 тыйына/кВт.ч.

Однако несмотря на сниженные средневыставленные тарифы для распределительных электрических сетей самые высокие убытки достигли в ОАО «Северэлектро» - 869 млн.сом в 2016 г., которые снизились до -193 млн.сом в 2017 г.. и при росте доходов в 3,38 раза расходы с учетом покупной энергии возросли в 4,2 раза. Анализ динамики структуры затрат показывает высокие темпы роста фонда оплаты труда в 5,4 раза при росте материальных затрат в 1,85 раза. ОАО «Джалабадэлектро», «Ошэлектро» и «Востокэлектро» имели убытки в 2016 г., а в 2017 г. получили прибыли в объеме 169,5, 212,3 и 30,5 млн. сом соответственно.

**В целом суммарная стоимость электроэнергии** потребителям с учетом затрат на производство, передачу и распределение с учетом налогов и потерь возросло с 69,3 тыйына в 2007 г. до 85,9 тыйына за 1 кВт.ч в 2014 г. и до 197 тыйына за 1 кВт.ч в 2015 г. и снизилась до 160 тыйына или в 2,4 раза в 2017 г.

Несправедливым был также механизм распределения прибыли от реализации электроэнергии между энергетическими компаниями. Анализ динамики структуры распределения доходов от реализации электроэнергии показывает, что в 2002 г. они были правильно распределены, когда на долю ОАО«ЭС» приходилось 52%, РЭК-24% и ОАО «НЭСК» - 22,8%. С 2004 г. произошло перераспределение в сторону увеличения доли РЭК до 50,5% за счет сокращения доли ОАО «ЭС» до 30% и ОАО «НЭСК»до 19%, в последующие годы доля РЭК увелчилась и достигла в 2014 г. 55,4%, доля   
ОАО «ЭС»сократилась до 26,6 %, доля ОАО «НЭСК»до 17,7%, что не соответствует затратам компаний. В то время как в структуре общих затрат на долю ОАО”ЭС” приходится 48%, НЭСК 21%. Северэлектро16%, Джалабадэлектро 4,1%, Ошэлектро 5,6%, Востокэлектро 4,6%.

**Результаты анализа структуры активов и пассивов** компаний электроэнергетики показали, что у всех преобладают трудно реализуемые активы – от 60% до 90%. Это подтверждает капиталоемкость деятельности компаний. Если у генерирующей ОАО ЭС и передающей ОАО НЭСК это обусловлено вводом новых объектов - модернизация ТЭЦ г. Бишкек и ЛЭП 500кВ «Датка-Кемин» соответственно, то у РЭК – это показатель нерациональности структуры, так как у распределяющих и сбытовых компаний должны преобладать абсолютно и наиболее ликвидные активы и быстрореализуемые активы (дебиторская задолженность), но не труднореализуемые. Это связано с их предназначением – аккумулятор денежных средств в отрасли. Основные объекты электроэнергетики находятся на балансе ОАО ЭС и ОАО НЭСК. У ОАО СЭ рост удельного веса труднореализуемых активов произошел в последние два года, что было вызвано произведенной переоценкой активов. Переоценка увеличила стоимость активов на 8-9 млрд. сом. В виду дефицита денежных средств в отрасли рост труднореализуемых активов компаний обеспечивался в основном за счет заемных средств, в частности долгосрочных.

**Так, у ОАО ЭС заемных средств по балансу**- 26 млрд сом при общей сумме пассивов 29 млрд. сом, у ОАО НЭСК – 37 млрд. сом при 43 млрд. сом. У РЭК сумма долгосрочных активов растет также, в сумме по ОАО СЭ, ОАО ОшЭ и ОАО ДжЭ сумма долгосрочных активов приблизилась к 3,5 млрд. сом, что при их масштабах деятельности также является весомым.

**Дебиторская задолженность по компаниям** сохраняется на том же уровне: у ОАО ЭС и ОАО СЭ – чуть более 700 млн. сом, такое значение показывает сумма дебиторской задолженности у ОшЭ и ОАО ДжЭ. Максимальная дебиторская задолженность наблюдается у ОАО НЭСК в 1,7 млрд. сом. У БТПС – 392 млн. сом дебиторской задолженности за 2017 год.

Медленно реализуемые активы (запасы) так же, как и срочные обязательства колеблются в допустимом диапазоне и если растут, то это вызвано ростом уровня цен.

Минимальной является доля абсолютно и наиболее ликвидных активов – это денежные средства, которыми располагает компания. Они составляют в среднем от 1% до 3% от суммы всех активов энергокомпаний. Показатель очень низкий, это обусловлено дефицитом денежных средств, который вызван низкими тарифами. Это также отражается на собственных средствах компании, которые несопоставимы с заемными средствами.

**Учитывая, что объекты электроэнергетики становятся залоговым имуществом при получении кредитов, следует констатировать тот факт, что угроза энергобезопасности и сохранению энергонезависимости из года в год растет, обостряется.**

По сравнению с электроэнергетическими компаниями у ОАО «БТПС» сложилась наиболее позитивная картина – интегрированный показатель платежеспособности составил 81%, тогда как у других компаний не достигает и половины нормального уровня в 100%. Это означает, что у всех энергокомпаний балансы неликвидные, если даже и обладают платежеспосбностью, то только в текущем периоде, и то при условии, что будет погашена дебиторскася задолженность или за счет заемных средств.

В остальные периоды, в частности **в долгосрочной перспективе, которая предполагает возврат долгосрочных обязательств, у компаний имеет место крайне тяжелая ситуация, которая потребует бесконечный заем средств. Это напрямую отражается на финансовой устойчивости компаний**.

**По результатам проведенного анализа можно констатировать, что** есть компании явно финансово неустойчивые - это ОАО ОшЭ и ОАО ДжЭ, у которых коэффициент ниже нормального уровня в 60%. У них и коэффициент финансирования недопустимо низкий, в частности у ОАО ДжЭ, у которого сумма по устойчивым пассивам составила -1 млрд. сом (отрицательное значение).

У большинства компаний, у которых наблюдается высокий уровень финансовой устойчивости, она обеспечивается за счет заемных средств. Это ОАО ЭС (85%) и ОАО НЭСК (92%), у которых на 1 сом заемных средств приходится менее 10 тыйын собственных средств при норме 70 тыйын. **По этим компаниям наблюдается крайне высокий рост заемных средств за последние годы, что делает их зависимыми и учитывая их стратегический статус**, **этот факт является обостряющейся угрозой для энергобезопасности страны.**

Наилучшая картина наблюдается у ОАО СЭ – 89 % финансовой устойчивости при 2,9 сом собственных средств по отношению к заемным. Однако следует отметить, что это было достигнуто искусственным методом – переоценкой активов, которая увеличила устойчивые пассивы на 9 млрд. сом.

Из всех представленных компаний наиболее оптимальная ситуация у БТПС - 82 % финансовой устойчивости при 2,3 сом собственных средств по отношению к заемным. Компания достаточно финансово стабильна, с высоким уровнем финансовой устойчивости и финансовой самостоятельности. По сравнению с электроэнергетическими компаниями у БТПС наиболее высокие результаты, но **присутствует угроза повторения ситуации с другими энергокомпаниями, у которых заемные средства в десятки раз превышают собственные средства.**

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что у компаний электроэнергетики показатели финансовой деятельности не утешительные, и ситуация усугубляется из года в год. Стремительно растут долговые обязательства, собственные средства сокращаются.В этой связи назрела необходимость ввода моратория на заем средств, консолидации имеющихся в наличии средств по всей отрасли и осуществления точечного финансового оздоровления по компаниям в зависимости от выявленных очагов кризиса с помощью механизма диагностирования.

**Проведение социально-ориентировнной тарифной политики привело к ости и зависимости деятельности энергокомпаний от долгосрочных заемных средств и сокращению собственных средств на развитие**. По состоянию на 01.01.2017г. по **заключенным кредитным соглашениям в рамках реализации инвестиционных проектов предприятиям ТЭК необходимо выплатить порядка 93,5 млрд.сом.**

В связи с существующими трудностями по соблюдению графиков погашения задолженности электроэнергетическими компаниями и с дефицитом денежных средств периодически проводится реструктуризация задолженности по государственным заемным средствам. За 2010-2016гг. проведена реструктуризация задолженности на сумму 1,41 млрд.сом, а также выделены бюджетные ссуды на сумму 7,7 млрд.сом. В этой связи назрела необходимость, консолидации имеющихся в наличии средств по всей отрасли и осуществления точечного финансового оздоровления по компаниям в зависимости от выявленных очагов кризиса с помощью механизма диагностирования.

**Учитывая финансовое положение энергокомпаний, дальнейшее увеличение долговой нагрузки при существующих тарифах неприемлемо**. В этой связи необходимо провести комплексную реструктуризацию задолженности электроэнергетических компаний по государственным заемным средствам параллельно с введением новой среднесрочной тарифной политики, а также с учетом предстоящих возможностей по экспорту электроэнергии и ожидаемого роста потребления электроэнергии на внутреннем рынке.

***5. Отсутствие энергосберегающей политики, энергозатратность экономики КР по сравнению со среднемировыми и региональными индикаторами устойчивого энергопользования***

В настоящее время социально-экономическое развитие страны и регионов с позиций энергоэффективности является энергозатратным так как принятый в 1998 г. Закон “Об энергосбережении” не работал из-за отсутствия уполномоченного госоргана, в результате не проводилась на госуровне энергосберегающая политика и не отслеживались индикаторы энергоэффективности устойчивого развития. Энергозатратности способствовали и социально ориентированные тарифы на энергоносители, которые не стимулировали потребителей к экономии и энергосбережению. Так, **по обеспечению энергоэффективности** сравнение индикатора энергоемкости ВВП с наилучшей международной практикой по данным Мирового энергетического агентства показывает его высокое значение - 1,1т.н.э./1000 долл.США при среднемировом значении 0,24 т.н.э./1000 долл.США. В развитых странах этот показатель составляет 0,09-0,15т.н.э./1000 долл.США, а в развивающихся - 0,22-0,74т.н.э./1000 долл.США. При активном проведении энергосберегающей политики энергоёмкость BBП снижается в разы. Оценка данного индикатора в КР за период 2005-2016 гг. показывает его снижение на 7,5%, что обусловлено тем, что темпы роста потребления ТЭР (125,7%) были ниже темпов роста ВВП (151,6% в ценах 2005г.). Электроемкость ВВП за 2005-2010 гг., снизившись в 2009-2010гг., имеет тенденцию роста к 2015г.–102,9% по сравнению с 2005г. Это подтверждает преимущественное использование электроэнергии потребителями и зависимости энергоснабжения страны от одного источника - электроэнергии ГЭС, производство которой имеет тенденцию снижения в маловодные годы. В результате вводились лимиты потребления электроэнергии по предприятиям и регионам страны, что отразилось на макроуровне потерями ВВП, на уровне промышленности - недовыпуском важнейших видов продукции и недоиспользованием производственных мощностей, а также недоотпуском социальных услуг населению.

По **социологическому блоку** - удовлетворение потребностей населения в энергоносителях - показывает, что за 2005-2017 гг. потребление электроэнергии жилищно-коммунальным хозяйством и населением увеличилось в 1,8 раза и достигло 8,079 млрд.кВт.ч в год, что составляет 80 % от общего потребления. Однако по потреблению электроэнергии на душу населения –2167 кВт.ч/чел. - страна значительно отстает от общемирового показателя - 2972 кВт.ч/чел. в год.

Анализ соотношения средней зарплаты в энергетике со средней заработной платой в экономике, показывает большой разрыв - от 2,4 раза в 2005г. до 1,99 раза в 2016г., темпы роста зарплаты у энергетиков выше, чем в целом по стране. Ежегодные темпы роста численности работающих в энергетике составляли 1%.

**Система образования КР** имеет развитую инфраструктуру, но, несмотря на это, анализ современного состояния свидетельствует о наличии многочисленных проблем, сдерживающих развитие на пути к качественному инженерному образованию в энергетике. В условиях перехода на выпуск бакалавров на энергетическом факультете КГТУ им. И. Раззакова и опережающих темпов развития энергетики в перспективе, дефицит специалистов «инженеров-электриков» может увеличиться, что станет тормозом для повышения эффективности развития энергетического сектора страны.

Тесную взаимосвязь с подготовкой кадров имеет **развитие научных исследований и опытно-конструкторских работ**, которые пришли в упадок из-за недостатка бюджетного финансирования и восполнения потребностей в них за счет международных проектов и программ, которые не входят в разряд фундаментальных исследований. В связи с этим необходимо изыскивать средства для поддержки энергетических научных исследований как основы инновационного развития всего реального сектора и повышения жизненного уровня населения страны и регионов.

***6. Низкий уровень внедрения энергосберегаюших экологически чистых технологий и адаптационных мер по смягчению последствий изменения климата на государственном уровне***

По**экологическому блоку**по данным Центра по изменению климата КР наибольший вклад в эмиссию ПГ вносит энергетический сектор, хотя его вклад заметно уменьшается. В 1990г. на энергетический сектор приходилось 73,3% выбросов в СО2 эквиваленте, а к 2015г. доля уменьшилась до 52,4%. Уменьшилась и доля процессов сжигания ископаемого топлива в энергетическом секторе – с 95,5% в 1990г. до 87,4% в 2010 г. С 2011г. произошло снижение объемов удельных эмиссий на 1 т.н.э первичных топливных ресурсов, однако данный показатель все еще является высоким. Анализ тенденций основных климатических индикаторов показывает их неудовлетворительное состояние, что не только затрудняет выполнение обязательств КР по реализации статей Конвенции ООН по изменению климата от 9 мая 1992г. (РКИК ООН), но и не обеспечивает устойчивое развитие, естественно подразумевающее усиление ЭБ. Основные проблемы связаны в первую очередь с обеспечением энергоэффективности конечного потребления ТЭР, поскольку эмиссия ПГ как при производстве, так и потреблении ТЭР оказывает значительное влияние на их рост. Планирование и управление спросом на энергоносители требует установления пороговых значений энергопотребления через снижение темпов роста энергоемкости ВВП и, как следствие, снижение углеродоемкости ВВП.

В связи с чем необходимо предпринимать меры по обеспечению минимальных выбросов СО2,как при производстве, так и потреблении ТЭР.

**Сложившаяся ситуация в ТЭК свидетельствует о наличии угроз ЭБ**. Имеет место значительное техническое и технологическое отставание в топливодобывающих секторах, сопровождаемое недостаточными объемами производства , нефти и газа и устойчивой зависимостью от их импорта.

В электроэнергетике наблюдается отставание в реализации национальных проектов согласно Национальной стратегии устойчивого развития КР на период 2013-2017гг., диспропорция в структуре и размещении генерирующих мощностей, недостаточное развитие базовых мощностей электростанций, малых ГЭС и ВИЭ..

**В региональном разрезе проблемы энерго- и топливоснабжения** весьма существенны. Необеспеченными собственными ТЭР являются Чуйская и Таласская области. Решение проблемы повышения энергообеспеченности регионов КР необходимо срочно решать за счёт: разработки местных месторождений угля; проведения энергосберегающей политики малозатратными методами, повышения энергоэффективности производства, общественных зданий и жилых домов с сокращением выбросов ПГ; разработки мероприятий по реконструкцииотопительных котельных и создания локальных систем теплоснабжения.

***7. Неэффективность проведенных реформ, без учета особенностей функционирования электроэнергетической отрасли КР, недостаточная обеспеченность нормативными правовыми актами, а также нормативно-технической документацией***

Оценивая сложившуюся ситуацию в стране, следует констатировать неэффективность проведенных реформ. Причиной этому послужила реализация мероприятий без учета особенностей функционирования электроэнергетической отрасли КР.

Первоначально была очевидна невозможность создания конкуренции в таком функциональном блоке процесса энергоснабжения, как генерация. Что касается возможности свободной конкуренции между сбытовыми компаниями, то сбыт до настоящего времени не отделен от распредели-тельных энергетических компаний, разделенных по территориальному признаку и представляющих монопольные сети низкого напряжения в каждом регионе. Регулирование деятельности предприятий ТЭК с установлением тарифов на электро- и теплоэнергию ниже себестоимости не отвечает законам рыночной экономики.

С принятием Закона КР «Об основах технического регулирования в Кыргызской Республике» нормативно-техническая документация в сфере энергетики утратила силу. В настоящее время необходимо принять более 1000 нормативных технических документов. Работа в данном направлении велась на низком уровне.

В то же время, со дня обретения КР независимости предпринят ряд мер в сфере управления и регулирования ТЭК, борьбы с коррупцией и разработки нормативных правовых актов.

В 2014г. вновь образовано Государственное агентство по регулированию ТЭК при Правительстве КР (ГАР ТЭК при ПКР). Постановлением Правительства КР от 20 ноября 2014 года № 660 утверждена Среднесрочная тарифная политика на электрическую и тепловую энергию на 2014-2017гг., предусматривающая постепенное повышение тарифов до уровня полного покрытия затрат с учетом инфляции и импорта электроэнергии (в условиях дефицита из-за маловодья в бассейне р. Нарын). По оценкам ГАР ТЭК при ПКР по итогам 2015г. новая тарифная политика с учетом импорта электроэнергии из соседних государств оказалась способной обеспечить устойчивость энергоснабжения в условиях дефицита электроэнергии. В то же время следует отметить сдерживание темпов реализации Среднесрочной тарифной политики на электрическую и тепловую энергию на 2014-2017гг.

В целях совершенствования ГЭП принят ряд нормативных правовых актов в сфере развития малой гидроэнергетики и энергосбережения, утверждения Правил поставки и пользования ТЭР, укрепления кадрового потенциала и соблюдения принципов корпоративного управления, создан ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр».

В 2015г. функции реализации политики в ТЭК переданы в Министерство экономики КР (постановление Правительства КР «Об организационных мерах в связи с утверждением новой структуры Правительства КР» от 16 ноября 2015г. № 768), далее в Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования КР (постановление Правительства КР «О вопросах Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования КР» от 15 июля 2016г.   
№ 401).

При этом создано ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» (постановление Правительства КР «О создании открытого акционерного общества «Национальная энергетическая холдинговая компания» от 6 января 2016г. № 4). Распоряжением Правительства КР от   
2 августа 2016г. № 352-р в уставной капитал ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» переданы государственные пакеты акций энергокомпаний по выработке, передаче и распределению электроэнергии, а также ОАО «Бишкектеплосеть» и ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр», а также ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» поручено обеспечить эффективное управление указанными компаниями.

Подписан Меморандум о стратегическом партнерстве и сотрудничестве между ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» и ОсОО «Газпром Кыргызстан» от 17 октября 2016г. В данном Меморандуме, в целях эффективного использования средств на развитие сетей Стороны согласились: синхронизировать развитие и модернизацию сетей газоснабжения и электроснабжения; рассмотреть возможность совместной реализации проекта по организации местной сборки приборов учета газа/электроэнергии с обратной связью; совместно обращаться в правительство с инициативой по запуску государственной программы перехода на газоснабжение в целях выстраивания эффективного топливно-энергетического баланса; рассмотреть возможность поэтапного перевода автопарка энергокомпаний на газ; ежегодно проводить совместную подготовку к осенне-зимнему периоду.

В то же время следует отметить расширение реального взаимодействия энергетического бизнеса и общества при решении проблем развития энергетического сектора. Так, в 2016 г. создан Консультативный совет по вопросам политики в сфере энергетики, создана интерактивная карта энергетических мощностей с широким привлечением общественности к обсуждению и ее доработки с учетом интересов бизнеса.

***8. Утеря позиций в регулировании в водно-энергетической сфере ЦА***

Значимость кыргызской энергосистемы со времен СССР определялась ее возможностями по экспорту электроэнергии и регулированию частоты в ОЭС ЦА, низкой себестоимостью и экологически **чистой** электроэнергии ГЭС по сравнению с электроэнергией тепловых электростанций соседних стран. Одновременно значимость ГЭС КР определялась ее возможностями накапливать и регулировать водные ресурсы.

С развалом СССР, **в** КР продолжено накопление и осуществление попусков воды для ирригационных нужд соседних государств. При этом КР, осуществляющая регулирование стока и подачу воды, а также строительство, эксплуатацию, содержание гидротехнических сооружений для выгод государств нижнего течения, имеет право на возмещение **затрат на их содержание**. Такое право заложено в межправительственном Соглашении от 17 марта 1998г. между Правительствами Республики Казахстан (РК), КР, Республики Таджикистан (РТ) и Республики Узбекистан (РУз) об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарьи, предусматривающим создание компенсационных механизмов регулирования водных ресурсов Токтогульского водохранилища. Предусматривается компенсация путем осуществления поставок в КР в эквивалентном объеме энергоресурсов (уголь, газ, топочный мазут, электроэнергия), а также другой продукции (работ, услуг) или в денежном выражении, для создания необходимых ежегодных и многолетних запасов воды в водохранилищах для ирригационных нужд. Указанное Соглашение было заключено на пять лет. В 1999 г. параллельная работа энергосистем стран ЦА была закреплена межправительственным Соглашением между Правительством РК, Правительством КР, Правительством РТ и Правительством РУз о параллельной работе энергетических систем государств ЦА. Расходы на содержание Токтогульского водохранилища покрывались за счет экспорта электроэнергии по установленной цене 4 цента за кВт.ч.

С приобретением независимости республики ЦА стали все более ориентироваться на самообеспечение ТЭР, и в первую очередь электроэнергией.

За 2000-2017гг. экспорт  **электроэнергии осуществлялся** в РК, КНР, РТ и РУз, РФ (2003-2005гг.). Объемы экспорта зависели от приточности воды и достигнутых двухсторонних соглашений. Вместо закрепленного Соглашением от 17 марта 1998г. между Правительствами РК, КР, РТ и РУз об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарьи экспорта электроэнергии попутно с водой в объеме до 2,2 млрд.кВт.ч в многоводные годы (против 7,1 млрд.кВт.ч в 1990 г.) произошло его сокращение до 1,9 млрд.кВт.ч в 2012г., а в маловодье – до 860 млн.кВт.ч в 2009г. и 374,8 млн. кВт. ч в 2013г. Импорт зимней электроэнергии сократился с 3,2 млрд.кВт. ч в 1990г. до нуля к 2003г. Однако, в связи с маловодьем импорт возобновился с 2014г. в объеме 404,8 млн.кВт, в 2015г. – 547,3 млн.кВтч, в 2016г. – 133,2 млн.кВт.ч, но уже по рыночным ценам. В многоводье 2017 г. экспорт составил в объеме 1,2 млрд.кВт.ч.в РУ.

Нынешняя ситуация диктует необходимость принятия по изменению существующей схемы взаимодействия с учетом климатических условий ( чередующихся циклов маловодья и многоводья в бассейне рек Нарын-Сырдарья) и созданию в ближайшее время сбалансированной системы, отвечающей интересам всех государств, **в частности возобновления сотрудничества в рамках Соглашения между Правительством Республики Казахстан, Правительством Кыргызской Республики, Правительством Республики Таджикистан и Правительством Республики Узбекистан об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья от 17 марта 1998 года.**

С момента вступления Кыргызстана в Евразийский экономический союз в 2015 году ведутся работы по формированию общего электроэнергетического рынка Союза.

В целях реализации мероприятий Программы формирования общего электроэнергетического рынка Союза Кыргызская Республика разработан ряд проектов нормативных правовых актов:

- международный договор в форме Соглашения об общем электроэнергетическом рынке Союза;

- единые правила доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики;

- свод правил общего электроэнергетического рынка Союза, порядок принятия которых определяется международным договором, включающий в том числе:

- правила взаимной торговли электрической энергией;

- правила определения и распределения пропускной способности;

- положение о развитии межгосударственных электрических сетей;

- правила информационного обмена.

- предложения об использовании существующих в государствах - членах Евразийского экономического союза торговых площадок централизованной торговли электрической энергией для организации в рамках общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза, учитывающие информацию, предоставленную существующими в Республике Казахстан и Российской Федерации торговыми площадками.

На заседании Межправительственного совета приняты распоряжения Межправительственного совета «О финансировании мероприятий по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза» и «О некоторых вопросах формирования системы информационного обмена в рамках общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза».

Реализация мероприятий по формированию технологической основы функционирования общего электроэнергетического рынка Союза начнет осуществляться после выполнения распоряжений Евразийского межправительственного совета от 14 августа 2017 г. № 14 и от 25 октября 2017 г. № 19, а также согласования проектов правил взаимной торговли на общем электроэнергетическом рынке Союза и информационного обмена.

Планируется создание биржевых площадок для торговли электрической энергией. Определены две площадки на базе существующих площадок АО «КОРЭМ» (РК) или АО «Московская энергетическая биржа» и АО «АТС» (РФ).

В 2018 году будет проведено внутригосударственное согласование проекта Соглашения об общем электроэнергетическом рынке Союза, доработка вышеперечисленных актов, регулирующих электроэнергетический рынок Союза, а также выполнение мероприятий, связанных с организацией централизованной, торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Союза.

Многосторонней площадкой для сотрудничества является инициатива стран ЦАРЭС в энергетическом секторе. В 2015г. разработан План работы по энергетике ЦАРЭС на 2016-2020гг. и внесены изменения в Энергетическую стратегию, принятую в 2008г., предусматривающие развитие Регионального энергетического рынка Восточно-Центральная Азия – Южная Азия, управление водно-энергетическими связями, в том числе завершение регионального исследования по изучению уязвимости энергетики перед изменением климата; образование рабочей группы по вопросам управления водными ресурсами; завершение исследования «Развитие региональной торговли электроэнергией в Центральной Азии»; создание рабочей группы по региональным рыночным механизмам с целью поддержки исследования региональной торговли энергией и прочее.

Дальнейшее развитие электрических сетей в направлении стран Южной Азии **Афганистан и Пакистан** через Республику Таджикистанбудет реализовано сооружением линии электропередачи 500 кВ «Датка – Ходжент» в рамках проекта CASA-1000 по созданию рынка электроэнергии между Центральной и Южной Азией. Эффективное освоение и использование гидропотенциала представляется возможным в сотрудничестве со всеми заинтересованными сторонами. Таким образом усиление внешней энергетической политики является важным для повышения эффективности развития межгосударственых отношений.

**РАЗДЕЛ В. Целевые установки Стратегии**

**1.** Для разработки концептуальных подходов развития энергетики на долгосрочную перспективу требуется системный и программно-целевой подход с определением главной цели, выбора модели и приоритетов развития, механизмов ГЭП на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающих достижение намеченных целей.

***Главная цель - устойчивое развитие энергетики, энергетическая безопасность страны и регионов, энергоэффективность реального секто-ра экономики, доступность энергоносителей для каждого потребителя и снижение техногенного воздействия на окружающую среду.***

**Модель развития**: Энергетическая политика КР в контексте устойчивого развития должна обеспечить энергетическую, экономическую, экологичес-кую и в целом национальную безопасность страны и продвижение к устойчивому развитию.

**2.** Векторы достижения поставленной цели включают:

- управление спросом на энергоносители реального сектора и регионов для достижения экономического роста и формирования рациональной структуры ТЭБ страны и регионов,

- устойчивое развитие отраслей ТЭК и ВИЭ, обеспечение энергобезопасности, технического перевооружения и достижение эффективности энергетического бизнеса;

- международное сотрудничество и укрепление внешней энергетической политики с соблюдением национальных интересов;

- повышение энергоэффективности за счет энергосбережения и минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду, здоровье населения в регионах и предотвращение глобального потепления климата;

- финансовое оздоровление: совершенствование тарифной политики, обеспечение финансовой устойчивости и эффективности использования средств энергетических компаний и предприятий ТЭК;

- совершенствование институциональных реформ, нормативно–правовой базы и обеспечение инновационного развития энергетики на базе научно-технических достижений и подготовки кадров.

**3. Задачи по векторам и политика мер:**

**1.** Задачи по вектору **«Управление спросом на энергоносители для достижения экономического роста и формирования рациональной структуры ТЭБ страны и регионов»** должны быть направлены на:

- внедрение в практику управления спросом на энергоносители разработку и оптимизацию ТЭБ страны и регионов с возложением ответственности за его разработку и исполнение на госорган по проведению энергетической политики;

- разработку и внедрение системы показателей по планированию и прогнозированию спроса на энергоносители по отраслям реального сектора экономики, целевым направлениям использования, жилищно-коммунальным сектором и населением городов и населенных пунктов;

- при планировании и прогнозировании спроса на энергоносители необходимо учитывать энергосберегающий путь развития и прогнозные темпы роста энергопотребления не должны превышать темпы роста ВВП и темпы роста валовой продукции по отраслям, а также темпы роста ВРП по регионам;

- проведение систематического анализа и прогноза производства ТЭР с учетом внешних и внутренних факторов и формирования рациональной структуры ТЭБ с учетом его диверсификации для повышения обеспеченности страны и регионов собственными ТЭР .

2. Задачи по вектору **«Устойчивое развитие отраслей ТЭК и ВИЭ, обеспечение энергобезопасности, технического перевооружения и эффективности энергетического бизнеса»** должны быть направлены

**а) в электроэнергетике** на:

- внедрение в практику антикризисного управления систематической оценки состояния ЭБ страны и регионов путем разработки и утверждения системы индикаторов, как важных инструментов своевременного предупреждения рисков и угроз;

- создание резерва установленных мощностей в энергосистеме выше кризисных пороговых значений путем поэтапной реализации ряда проектов по сооружению перспективных ГЭС, ТЭС и энергоустановок ВИЭ;

- техническое перевооружение за счет ускоренной реконструкции и модернизации во многом морально и физически устаревших основных фондов ГЭС, ТЭЦ, электрических и тепловых сетей с износом оборудования и сетей более 70%;

- сокращение технологических потерь электроэнергии, а также аварийных отключений в распределительных низковольтных и передающих высоковольтных электрических сетях;

- снижение удельных расходов топлива на ТЭЦ и котельных на 1 кВт.ч электроэнергии и на 1 Гкал теплоэнергии, а также выбросов парниковых газов в СО2 эквиваленте в окружающую среду с соблюдение ПДК. ПДВ и ПДС;

- внедрение умных технологий и оборудования и создания цифровой энергосистемы с использованием мировой и наилучшей практики в соседних энергосистемах РК, РФ, РУз и др..

**б) в теплоэнергетике и системах теплоснабжения за счет**:

- развития и модернизации оборудования на котельных теплоснабжающих организаций (в целях улучшения экологической ситуации и повышения эффективности необходимо разработать программу переоборудования текущего оборудования на газовое, которые является наиболее экологически чистым вариантом отопления);

- обеспечение резервной мощности тепловой энергии в г. Бишкек (в связи с расширением жилищного фонда г. Бишкек и планомерным охватом новых участков под строительство жилого сектора, остро стоит вопрос предоставления тепловой энергии);

- разработки программы развития децентрализованного теплоснабжения на участках с нехваткой мощностей и технических возможностей предоставления тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения у действующих теплоснабжающих организаций;

- повышения эффективности и надежности системы централизованного теплоснабжения за счет оптимизации транспортных затрат на доставку топлива, текущий и капитальный ремонт, обеспечение резервной мощности по тепловой энергии в г.Бишкек (ТЭЦ-2 и котельной «Бишкексельмаш»),что повысит живучесть системы в целом;

- модернизации устаревшего оборудования на котельных ГП «Кыргызтеплоэнерго» при ГКПЭН КР, КП «Бишкектеплоэнерго» Мэрии г.Бишкек и тепловых сетях ОАО «Бишкектеплосеть» и др., оснащение приборами учета, снижения себестоимости и потерь, повышения надежности теплоснабжения потребителей;

- разработка программы развития децентрализованного теплоснабжения в малых и средних городах и сельской местности с внедрением экологически чистых отопительных систем за счет перехода на возобновляемые источники энергии(ВИЭ);

- развитие ВИЭ в теплоснабжении с ускорением установки солнечных коллекторов, тепловых насосов, геотермальных источников и энергии биомассы в регионах и отдаленных горных районах, а в электроснабжении за счет ускорения сооружения СЭС, ВЭС и малых ГЭС.

***в*) в угольной промышленности для** повышения обеспеченности потребности страны в энергоносителях собственным топливом за счет:

- проведения непрерывных геологоразведочных работ для создания прочной сырьевой базы отрасли;

- освоения Кавакского буроугольного бассейна с промышленной разработкой Кара-Кечинского месторождения и доведения добычи угля от 1 до 3 млн.т в год;

- разработки месторождения Кызыл-Булак в Алайском районе и с доведением добычи до 500-800 тыс.т в год ;

- освоение Узгенского каменноугольного бассейна с переработкой угля по новым экологически чистым технологиям;

- поддержки достигнутого уровня добычи угля на действующих месторождениях (Жыргалан на Иссык-куле, Беш-бурхан в Кызыл-Кие, ш.Тегене в Таш-Кумыре, в Сулюкте) с постепенным увеличением добычи до 30% за счет недоиспользованных мощностей;

- создания производств по обогащению угольной мелочи и изготовлению брикетов для коммунально-бытового сектора и населения регионов;

- переработки бурых углей и получения жидкого моторного топлива и газа для потребителей регионов, а также использования угольной мелочи для развития промышленности строительных материалов и химической промышленности;

- ввиду того, что в настоящее время практически все угледобывающие компании как Южного так и Северного регионов республики являются акционерными обществами, в период до 2019 года необходимо акционировать ГП "Кыргызкомур", что позволит привлечь инвесторов на разработку участка "Центральный" Кара-Кечинского буроугольного месторождения.

***г)*** **В нефтегазовой отрасли за счет:**

- обеспеченияпрекращения дальнейшего спада добычи нефти и газа, при ежегодном введении новых скважин;

- проведения геологоразведочных работ на перспективных месторождениях,

- обеспечения эффективности и надежности системы нефте- и газоснабжения в разрезе регионов КР за счет их импорта из соседних государств;

- решение проблемы поставки сырой нефти на действующие и новые НПЗ из стран ЕАЭС.

***д)* в газоснабжении** главной целью является повышение надежности газотранспортной системы, обеспечение бесперебойных поставок газа потребителям за счет:

- развитие и модернизация оборудования газовой отрасли, газотранспортных и газораспределительных газопроводов;

- бесперебойной поставки природного газа для потребителей с учетом имеющихся технических возможностей;

- разработки и актуализации Генеральной схемы газоснабжения Кыргызской Республики (Генеральная схема газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года, представленной на заседании Правительства Кыргызской Республики 30.01.2015 и принятой распоряжением Правительства Кыргызской Республики от 30 января 2015 года №22-р, на текущий момент Генеральная схема газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года актуализируется).

- расширение внутреннего рынка сбыта природного газа ОсОО «Газпром Кыргызстан» руководствуясь Комплексной программой реконструкции, строительства, и технического перевооружения объектов при газификации населенных пунктов страны. Населенные пункты подлежащие газификации утверждаются с учетом технической возможности, удаленности от существующих сетей газопровода, наличия необходимого давления до объекта, потребности в энергии и прочих показателей);

- расширение использования природного газа в качестве газомоторного топлива с разработкой Программы перевода муниципального транспорта Кыргызской Республики на природный газ (В целях развития рынка компримированного природного газа КР, необходимо заключить соглашение о сотрудничестве между Правительством Кыргызской Республики и ОсОО «Газпром Кыргызстан» о расширении использования природного газа в качестве газомоторного топлива, включив в него обязательства по созданию рабочей группы и разработку Программы перевода муниципального транспорта Кыргызской Республики на природный газ с синхронизацией развития газозаправочной инфраструктуры.

**3. Задачи по вектору** **«Международное сотрудничество и укрепление внешней энергетической политики»** должны быть направлены на:

а) эффективное и оптимальное использование водно-энергетических ресурсов бассейна р. Нарын-Сырдарья с предупреждением угроз сработки Токтогульского водохранилища до критического уровня за счет сооружения Камбаратинской ГЭС -1, что является суверенным правом на развитие для обеспечения насущных потребностей населения страны и регионов, включая будущие поколения;

б) продолжение сотрудничества в сфере энергетики со странами ЦАР, как на многосторонней, так и на двусторонней основе и внедрение экономического механизма за услуги по подаче воды из Токтогульского гидроузла на ирригационные нужды соседних стран, восстановления экспорта в ОЭС ЦА и участие в международном региональном рынке электроэнергии при сооружении линий электропередач по проекту CASA -1000;

в)Развитие сотрудничества в рамках ШОС и ЦАРЭС и реализацию Стратегии регионального сотрудничества стран ЦАРЭС в энергетическом секторе и Плана работы по энергетике ЦАРЭС на 2016-2020гг. по выработке оптимальных решений в целях удовлетворения спроса на энергоресурсы в будущем и стимулирования освоения новых энергоресурсов для их использования в регионе и экспорта;

г) Реализация сотрудничества в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС) по формированию общих рынков электроэнергии и газа в соответствии сДоговором о ЕАЭС от 29 мая 2014г., Концепцией формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС от 08.05.2015г. и Концепции формирования общего рынка газа от 31 мая 2016г., а также взаимодействия по формированию индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов стран ЕАЭС, гармонизации законодательства, стратегий и программ в отношении энергоэффективности и энергосбережения в странах ЕАЭС.

4. Задачи по вектору **«Повышение энергоэффективности реального сектора за счет энергосбережения и минимизации техногенного воздействия предприятиями ТЭК на окружающую среду, здоровье населения и содействие предотвращению глобального потепления климата»** должны быть направлены на:

- внедрение в практику планирования и прогнозирования индикаторов энергоэффективности реального сектора – на макроуровне энергоемкости ВВП с обеспечением его ежегодного снижения за счет мер по энергосбережению;

- разработку и реализацию Национальной программы по энергосбережению на 20018-2023 гг. и долгосрочную перспективу в том числе по городам и регионам с учетом замещения потребления углеводородного сырья альтернативными источниками энергии с целью снижения выбросов парниковых газов (ПГ);

- проведение энергосберегающей политики с созданием Фондов и/или Центров по энергоэффективности и энергосбережению для разработки нормативно-правых актов, СНИПов, ГОСТов в реализацию законов КР «Об энергосбережении» и «Об энергетической эффективности зданий» и Национальной программы по энергосбережению

- утверждение реестра предприятий для проведения энергообследования и разработки энергопаспортов на предприятиях и организациях, сокращения бюджетного лимитирования и выделения финансовых средств на оплату за электро- и теплоэнергию и использование высвободившихся средств на меры по энергосбережению;

- подготовку и переподготовку кадров для систематического проведения энергоаудита с выпуском сертифицированных энергоаудиторов и экспертов для консалтинговых энергосервисных фирм и компаний;

- сотрудничество с местными органами власти, общественными ассоциациями и частными структурами в вопросах энергосбережения, повышения энергоэффективности общественных и жилых зданий, а также охраны окружающей среды и минимального воздействия на здоровье населения с информированием общественности.

**5. Задачи по вектору «Финансовое оздоровление: тарифная политика, обеспечение финансовой устойчивости и эффективности энергетических компаний и предприятий ТЭК»** должны быть направлены на:

- совершенствование Методологии формирования тарифов на регулируемые энергоносители с прозрачным механизмом установления покупных тарифов на электро- и теплоэнергию между энергокомпаниями по производству, передаче и распределению электроэнергии и теплоэнергии, обеспечивающие их безубыточность и полное возмещение объективно обоснованных затрат с устранением существующей практики распределения доходов и перекрестного субсидирования;

- разработку и утверждение Правительством КР новой Среднесрочной тарифной политики на электро- и теплоэнергию, отвечающей принципам ценовой политики: цена или **тариф равен себестоимости продукции плюс нормативная прибыль ЭК и предприятий ТЭК;**

- внедрение системы ключевых индикаторов результативности, финансовой устойчивости, повышения эффективности деятельности энергетических компаний и предприятий ТЭК для их регулярного мониторинга и прозрачности путем освещения в СМИ для общественности и населения.

**6.** Задачи по вектору **«Совершенствование институциональных реформ, нормативно–правовой базы и инновационного развития энергетики на базе научно-технических достижений и подготовки кадров»** должны быть направлены на:

- усиление внутренней и внешней энергетической политики путем укрепления государственного (антикризисного) управления и контроля, налаживание интеграционных процессов по выходу на международные рынки энергоносителей;

- совершенствование корпоративного управления энергетическими компаниями с соблюдением основополагающих статей принятых законов и подзаконных актов, а также принципов наилучшей международной практики, внедрение стратегического и финансового менеджмента в акционерных компаниях с выводом их из кризиса и обеспечение финансовой устойчивости стратегически важных отраслей и предприятий ТЭК ;

- совершенствование нормативно-правой базы путем разработки и утверждения подзаконных нормативно-правовых актов и нормативно-правовых документов для повышения эффективности производственной и финансово-хозяйственной деятельности энергетических компаний и предприятий ТЭК;

- проведение инновационных исследований и внедрение результатов по НИОКР с оценкой параметров новой техники; разработка новых видов энергетических услуг; формирование программы реконструкции и модернизации с развитием умных сетей и цифровой энергосистемы;.

- укрепление отраслевого научного и кадрового потенциала, путем внедрения в образовательные процессы на всех уровнях основы экономного и рационального использования ТЭР, энергетического менеджмента и маркетинга, оценки эффективности инвестиционных проектов, экономики и организации энергетического хозяйства предприятия, страны и регионов.

**Этапы реализации ЭП**: первый этап охватывает краткосрочный период 2018-2023 гг.; второй этап среднесрочный период 2023-2030 гг.. третий этап долгосрочный 2030-2040 гг..

**РАЗДЕЛ Г. Ожидаемые результаты**

**1.Прогноз спроса на энергоносители отраслей реального сектора экономики и регионов КР**

Исходя из особенностей энергетического производства – совпадение во времени производства и потребления - для повышения энергоэффективности реального сектора экономики при прогнозе спроса на ТЭР темпы роста их потребления должны сохранять тенденцию ниже темпов роста ВВП.

Главными целями экономической политики в КР являются закрепление наметившихся позитивных тенденций в социально-экономическом развитии, упреждение ожидаемых проблем и обеспечение устойчивого экономического роста, с ежегодными темпами роста ВВП в 2018г. – на 2,8%, в 2019г. – на 3,4%, в 2020 г. – на 4,6%, в 2021г. – на 4%, далее на 4% по базовому сценарию и на 5% по оптимистическому сценарию ежегодно до 2040 г. При этом прогнозируются ускоренные темпы развития в промышленности, строительстве, транспорте, в сельском хозяйстве по регионам страны.

В соотвествии с Концепцией региональной политики КР на период 2017-2020гг., утвержденной постановлением Правительства КР от 31 марта 2017 года № 194, планируются меры по повышению конкурентоспособности отечественной сельскохозяйственной продукции, по развитию новых форм кооперации, созданию крупных агропромышленных кластеров, ориентированных на экспорт сельхозпродукции в страны-члены ЕАЭС.

Прогноз потребности в ТЭР, в том числе по видам, на 2018-2040гг. проведен в отраслевом и региональном разрезе с учетом темпов роста ВВП и ВРП. При этом приняты во внимание новые подходы по прогнозированию развития регионов путем ускоренного развития предприятий по переработке продуктов растениеводства и животноводства, освоения минерально-сырьевых ресурсов и формирования горнопромышленных комплексов, темпов роста цен и тарифов на электроэнергию, используя эконометрические модели прогнозирования по программе «STATA», по базовому сценарию и дополнительных экспертных оценок по оптимистическому сценарию.

**По базовому сценарию** рост потребности в электроэнергии ожидается на первом этапе на 20%, на втором этапе на 40; и на третьем этапе на 66% или с 13,08 млрд.кВт.ч в 2016г. до 18,97 млрд.кВт.ч. к 2030г. и 21 млрд.кВт.ч. к 2040 г. В разрезе отраслей прогнозная модель по базовому сценарию показала, что высокие темпы роста потребления электроэнергии ожидаются в строительстве, ЖКХ (жилищно-коммунальное хозяйство) и населением, а в промышленности за счет опережающих темпов развития легкой, горнодобывающей, обрабатывающей и перерабатывающей отраслей промышленности.

При этом ожидаются следующие темпы роста объемов потребления электроэнергии:

-в **промышленности:** 162% к 2020г., 182% к 2025г. и 210,9% к 2030г., 265% к 2040г.;

- в строительстве: 197% к 2020г., 240% к 2025г., в 4,5 раза к 2030г., 5,7 раза к 2040г.;

- в сельском хозяйстве: в 1,8 раза к 2020г.; 2,41 раза к 2025г. и в 3,4 раза к 2030г., 4,3 раза к 2040г.;

- в транспортном секторе: 127% к 2020г., 177% к 2025г., 236% к 2030г. и 297% к 2040г.;

- ЖКХ и населением: 108% к 2020г., 122% к 2025г., 143% к 2030г. и 199% к 2040г..

**По оптимистическому сценарию** в случае увеличения темпов роста ВВП, прогнозируемый спрос на электроэнергию также увеличится, в этом случае степень увеличения будет зависеть от тарифов на электроэнергию – чем больше их прирост, тем меньше степень увеличения спроса на электроэнергию. При этом потребность в электроэнергии ежегодно будет возрастать и достигнет уровня до 21,5 млрд.кВт.ч к 2030г. и 25 млрд.кВт.ч. к 2040 г. или соответственно по этапам на 24%, 63% и 93% по сравнению с 2016г.

При этом ожидаются следующие темпы роста объемов потребления электроэнергии:

- в **промышленности:** 188% к 2020г., 260% к 2025г., 367% к 2030г., 485% к 2040г.;

- в строительстве: 197% к 2020г., 507% к 2025г., в 4,5 раза к 2030г., 6 раз к 2040г.;

- в сельском хозяйстве: в 1,8 раза к 2020г.; 2,85 раза к 2025г. и в 3,4 раза к 2030г., 4,5раза к 2040г.;

- в транспортном секторе: 127% к 2020г., 177% к 2025г., 236% к 2030г. и 312% к 2040г.;

- ЖКХ и населением: 108% к 2020г., 126% к 2025г., 140% к 2030г. и 186% к 2040г.

**В разрезе регионов наибольшие темпы роста потребления электроэнергии прогнозируются:**

**В Баткенской области,** потребляющей до 5,8% всей электроэнергии, темпы ее роста составят **–** 128% к 2020г., 150% к 2025г. и 171% к 2030г. и 204% к 2040г. или с 689 млн.кВт.ч в 2015г. до 1180 млн.кВт.ч к 2030г. и до 1409 млн.кВт.ч к 2040 г., при этом могут быть решены как социальные проблемы по повышению надежности электроснабжения домохозяйств в отдаленных районах, так и с обеспечением электроемких производств по производству ртути, сурьмы, цемента на существующих предприятиях исоздания предприятий легкой промышленности (ковры и др.), по переработке и подготовке сельхозпродуктов для экспорта в страны ЕАЭС.

В перспективе с созданием алюминиевого производства на базе разработки месторождения нифелиновых сиенитов - Зардалек к 2021г. и золоторудного месторождения Алтын-Джилга (с запасами 1,093 млн. т руды с добычей 7,4 т. золота в год) к 2020г. возможен значительный рост потребления электроэнергии на 33% к 2020г., на 106% к 2025г. и 152% или до 1730 млн. кВт.ч к 2030г. и до 2309 млн.кВт.ч к 2040 г. (оптимистический сценарий).

Перспективным является создание горнопромышленного комплекса (кластера) на базе существующих и перспективных горнодобывающих предприятий, так как потребуется налаживание инфраструктуры (строительство электрических, и газораспределительных сетей, а также железнодорожных ветвей Баткен-Учкурган с участием местных органов власти и хозяйствующих субъектов).

Кроме того, Баткенская область обладает значительными ресурсами по углю. Государственным балансом по данной области учтено запасов в объеме 256,8 млн. тонн бурых углей. В целях развития данного региона и использования местных высококалорийных углей Сулюктинского буроугольного месторождения с запасами угля на 11-поле более 114 млн. тонн к 2030г. предлагается рассмотреть возможность строительства тепловой электростанции в г. Сулюкта проектной мощностью 75 МВт и выработкой электроэнергии порядка 400 млн. кВт. ч в год со строительством подземной шахты на указанном поле.

**В Иссык-Кульской области**, потребляющей до 10% всей электро-энергии, темпы ее роста ожидаются **–** 110% к 2020г., 127% к 2025г., 151% к 2030г. или с 1183 мл и 204% к 2040г. или с 689 млн.кВт.ч в 2015г. до 1180 млн.кВт.ч к 2030г. и до 2264 млн.кВт.ч к 2040 г.., что связано как с развитием строительства новых объектов и расширением курортных зон, культурных и спортивно-оздоровительных комплексов, соответствующих международным стандартам для полноценного развития всех форм туризма, так и электрификациейсел, городского транспорта, создания предприятий по переработке сельхозпродуктов для экспорта в страны ЕАЭС и др. Здесь перспективным является создание горного спортивно-оздоровительного кластера по повышению эффективности организации и управлению развитием всех форм туризма и прикладного искусства.

В ближайшей перспективе 2019-2020гг., наряду с дальнейшей разработкой золоторудного месторождения Кумтор - крупного энергоемкого потребителя порядка 300 млн.кВт.ч в год, намечено создание горно-промышленного комплекса на базе олововольфрамовых месторождений Трудовое - участок Центральный с запасами 15,1 млн. т руды, участок Лесистый и Ташкоро с запасами 8 млн.т руды, а также вольфрамового месторождения Кенсу с запасам 5,8 млн.т руды месторождения Учкошкон с запасами 11,5 млн.т.

При условии вывода на полную мощность ОАО «Курменты цемент», продукция которого формируется на потребности в угле в объеме от 150 до 200 тыс.тонн в год, есть перспектива наращивания добычи угля Жыргаланского каменноугольного месторождения за счет строительства горизонта +2100 м ОАО «Шахта Жыргалан» и ОсОО «Доргокомур».

Реализация вышеперечисленных проектов потребует дополнительной электроэнергии и возможен значительный рост потребления электроэнергии на 13% к 2020г., на 42% к 2025 г. и 55% или до 2370 млн.кВт.ч к 2030г. и до 3130 млн.кВт.ч к 2040 г.(оптимистический сценарий);

**В Чуйской области,** потребляющей до 24% всей электроэнергии, темпы ее роста возрастутдо 117% к 2020г., 137% к 2025г., 155% к 2030г. и до 206% к 2040 г. или с 2894 млн.кВт.ч в 2015г. до 4500 млн.кВт.ч к 2030г. и до 5961 млн.кВт.ч к 2040 г., что связано с перспективным развитием таких отраслей промышленности, как горнодобывающая с освоением к 2020г. месторождения Кутесай с запасами 20,4 млн.т руды редкоземельных элементов, месторождения Калесай с запасами 9,24 млн.т руды к 2020г. Насоновского месторождения золота и меди с запасами 751 тыс.т руды.

Дальнейшее развитие получит цветная металлургия по аффинированию золота в г. Кара-Балта, кабельных изделий г. Каинда, стекла, тканных шерстяных и трикотажных изделий в г. Токмок, сахарного песка в   
пгт. Каинда, Шопоков), производство цемента и других строительных материалов в г. Кант. Получат развитие швейная отрасль и пищеперерабатывающая промышленность, а также сельское хозяйство, строительство, транспорт и сфера услуг. В результате по оптимистическому сценарию темпы роста потребления электроэнергии составят 129% к 2020г., 155% к 2025г. и 165% к 2030г. и до 234% к 2040 г. или с 2894 млн.кВт.ч в 2015г. до 4800 млн.кВт.ч к 2030г. и до 6776 млн.кВт.ч к 2040 г.;

**В г. Бишкек,** потребляющем до 24% всей электроэнергии, темпы ее роста составят113% к 2020г., 135% к 2025г., 160% к 2030г. и до 206% к 2040 г. или с 2830 млн.кВт.ч в 2015г. до 4525 млн. кВт.ч к 2030г. и до 5835 млн.кВт.ч к 2040 г., что связано с производством продовольственных товаров, мебели, столярных изделий, строительных материалов, ювелирных изделий, изделий национального прикладного искусства, продукции машиностроения (радиаторов, электрообогревателей, электротехнических товаров, электро-утюгов, электромясорубок и т.д.), развитием швейных предприятий и др. Строительными предприятиями ведется ускоренное строительство жилых и общественных зданий и сооружений, потребность которых в электро- и теплоэнергии с каждым годом растет. Поток внутренней миграции и свободные трудовые ресурсы требуют создания новых рабочих мест, в том числе и в сфере услуг. В перспективе возрастет пассажирооборот и грузооборот на транспорте. В результате повышения темпов роста ВРП, прогнозируются ускоренные темпы роста электроэнергии по оптимистическому сценарию - 119% к 2020г., 150% к 2025г. и 165% к 2030г. и до230; к 2040 г. или с 2830 млн.кВт.ч в 2015г. до 4270 к 2025г. и 4700 млн.кВт.ч к 2030г. или 6229млн.кВт.ч к 2040 г.;

**В г.Ош,** потребляющем до 7 % всей электроэнергии, темпы ее роста составят117% к 2020г., 136% к 2025г., 162% к 2030г. и до 206% к 2040 г. или с 830 млн. кВт.ч в 2015г. до 1357 млн.кВт.ч к 2030г. и до 1710 млн.кВт.ч к 2040 г., что связано с развитием обрабатывающей, текстильной и швейной, пищевой и перерабатывающей отраслей промышленности, малого и среднего бизнеса. При ускоренных темпах развития отраслей промышленности, строительства и транспорта темпы роста потребления электроэнергии к 2015г. составят 118% к 2020 г., 150% к 2025г. и 212% к 2030 г. и до 282% к 2040 г., или с 829 млн.кВт.ч в 2015г. до 1240 млн.кВт.ч к 2025г. и до 1765 млн.кВт.ч к 2030г. и до 2340 млн.кВт.ч к 2040 г.(оптимистический сценарий) ;

**В Ошской области,** потребляющей до 8% всей электроэнергии, темпы ее ростасоставят 119% к 2020г., 139% к 2025г., 166% к 2030г. и 206% к 2040 г. или с 973 млн.кВт.ч в 2015г. до 1620 млн.кВт.ч к 2030г. и до 2050 млн.кВт.ч к 2040 г. за счет развития сельского хозяйства, перерабатывающей промышленности, производства строительных материалов, горнодобывающей отрасли за счет освоения Узгенского месторождения каменного угля и освоения участков в 2020-2022гг. Каратюбе, Кок-Кия, в 2025-2030гг. Бештерек и в 2026-2028гг. Читты+Аскур и добычи каменного угля, коксующихся углей и полуантрацитов. Поставки угля будут осуществляться на цементные заводы - ЗАО «Южно-Кыргызский Цемент» в г. Кызыл-Кия, «Ак-Сай Цемент» в Ноокатском районе, кыргызско-китайский цементный завод в Араванском районе. При ускоренных темпах развития строительства, транспорта и коммуникаций возрастут темпы роста потребления электроэнергии к 2015г. и составят 122% к 2020г., 162% к 2025г. и 178% к 2030г. и 245% к 2040 г. или до 1580 млн.кВт.ч к 2025г. и до 1727 млн.кВт.ч к 2030г. и до 2400 млн.кВт.ч к 2040 г.;

**В Таласской области,** потребляющей до 4% всей электроэнергии, темпы ее роста составят110% к 2020г., 133% к 2025г., 159% к 2030г. и 200% к 2040 г. или с 437 млн.кВт.ч в 2015г. до 535 млн.кВт.ч к 2025г. и 690 млн.кВт.ч к 2030г. и до 880 млн.кВт.ч к 2040 г., что будет связано с развитием сельского хозяйства, пищеперерабатывающей промышленности. Росту потребления ТЭР и электроэнергии будет способствовать развитие горнодобывающей отрасли при освоении золоторудного месторождения Джеруй с 2019г. с запасами 11,5 млн.т руды, а также освоением месторождения Ширальджин. При ускоренных темпах развития строительства, пищеперерабатывающей промышленности, транспорта и коммуникаций возрастут темпы роста потребления электроэнергии к 2015г. и составят 110% к 2020г., 155% к 2025г. и 170% к 2030г. или до 670 млн.кВт.ч к 2025г. и до 750 млн.кВт.ч к 2030г. и до 11000 млн.кВт.ч к 2040 г.,

**В Джалабадской области**,потребляющей до 15% всей электроэнергии, темпы ее ростасоставят 118% к 2020г., 138% к 2025г. и 162% к 2030г. и 208% к 2040 г. или или с 1810 млн.кВт.ч в 2015г. до 2955 млн.кВт.ч в 2030г. и до 3773 млн.кВт.ч в 2040г., что связанос перспективами развития сельского хозяйства, строительства и гидроэнергетики, туризма и транспортных коммуникаций. Есть перспективы развития горнодобывающей отрасли при освоении с 2017г. золотомедного месторождения Куру-Тегерек с балансовыми запасами   
36,5 млн.т. и в 2018-2021гг. месторождений золота - Терекан, Ункурташ и Чааратской группы и месторождения сурьмы - Кассан. Отдаленность от каскада Нижне-Нарынских ГЭС и сложные климатические условия требует отдельного источника электроэнергии для обеспечения надежности энергоснабжения и в этом районе есть возможность сооружения ГЭС на р.Чаткал, обладающей большим энергетическим потенциалом.

Следует отметить, что на территории данного региона имеются разведанные неосвоенные запасы угля месторождения Тегенек-Шахтный в Таш-Кумыре с запасами порядка 30 млн. тонн и Узгенский бассейн с запасами более 200 млн. тонн.

Росту объемов добычи угля также будет способствовать его экспорт. В этих целях приобретает большое значение проект строительства Кыргызско-Китайской железной дороги Карасу (Жалалабат) – Арпа – Торугарт с последующим ответвлением железнодорожной ветки от с. Балыкчи до Кара-Кечинского угольного месторождения, чтопослужит решению проблемы транспортировки местного угля для внутреннего потребления и на экспорт.

При ускоренных темпах развития горнодобывающей и пищеперерабатывающей промышленности, строительства ГЭС, налаживания энергоемких производств в г.Таш-Кумыр, транспорта и коммуникаций возрастут темпы роста потребления электроэнергии к 2015г. и составят 118% к 2020г., 150% к 2025г. и 170% к 2030г. и 234% или с 1817 млн.кВт.ч в 2015 г. до 2753 млн.кВт.ч к 2025г. и до 3100 млн.кВт.ч к 2030г. и до 4250 млн.кВт.ч к 2040 г.

**В Нарынской области,** потребляющей 5,2% от всей электроэнергии,темпы ростаее потребления составят 106% к 2020г., 137% к 2025г. и 164% к 2030г. и 207% к 2040 г. или с 620млн.кВт.ч в 2015г. до 731 млн.кВт.ч к 2020г., до 853 млн.кВт.ч к 2025г. и до1018 млн.кВт.ч к 2030г. и до 1280 млн.кВт.ч к 2040 г., что связанос перспективами развития гидроэнергетики за счет строительства и ввода в действие Верхне-Нарынского каскада ГЭС, Камбаратинской ГЭС-1 и созданием на базе использования электроэнергии ГЭС алюминиевого производства в 2025-2030гг. на базе месторождения нефелиновых сиенитов Сандык с сопутствующими другими химическими производствами.

Нарынская область также обладает запасами бурого угля в объеме 399,6 млн. тонн. В связи с этим обеспечение электроэнергией потребителей северного региона республики намечается за счет использования значительных запасов кавакского буроугольного бассейна путем создания топливно-энергетического кластера на базе использования балансовых запасов буроугольного месторождении Кара-Кече в 2019-2025гг. с сооружением ТЭС мощностью 600 МВТ к 2023г. с расширением до 1200 МВт к 2025г. с ориентировочными инвестициями 1,5 млрд. долл. США. В связи с этим ведется работа по увеличению добычи угля на месторождении Кара-Кече, осуществляется поиск финансовых средств на приобретение необходимой горно-транспортной техники и оборудования на разработку участка Центральный. В соответствии с подготовленной программой разработки указанного участка на месторождении Кара-Кече можно добиться увеличения объемов добычи угля от 750 до 1500 млн. тонн в год при строительстве железной дороги Кара-Кече-Балыкчи.

В Кочкорском районе в 2023-2025гг. предусмотрено освоение Джетымского железорудного месторождения, а также создание сортировоч-ной и брикетной фабрики, производства жидкого моторного топлива и др. При ускоренных темпах развития горнодобывающих предприятий, строи-тельства ГЭС, ТЭС, налаживания энергоемких производств, развития транспорта и коммуникаций возрастут темпы роста потребления электроэнергии к 2015г. и составят 120% к 2020г.,190% к 2025г. и 226% к 2030г. и до 290% к 2040 г. или с 620 млн.кВт.ч в 2015г. до 1400 млн.кВт.ч к 2025г. и до   
2400 млн.кВт.ч к 2030г. и до 2400 млн.кВт.ч к 2040 г..

Для повышения эффективности развития и комплексного управления использованием минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов создание кластеров в этом регионе представляет большой интерес с увеличением числа рабочих мест для сдерживания процессов миграции населения в трудоспособном и репродуктивном возрасте.

**2.Обеспечение надежности и устойчивости энергоснабжения** повысится за счет сооружения новых и реконструкции действующих объектов.

**На первом этапе** (2019-2023 гг.) к 2022 году в результате завершения всех трех фаз по реабилитации Токтогульской ГЭС, включая замену четырех гидроагрегатов в 2023 году ожидается прирост мощностей на 240 МВт, с продлением срока эксплуатации еще на 35-40 лет. В конце 2019 г. планируется ввод в эксплуатацию второго гидроагрегата на 120 МВт Камбараинской ГЭС-2, с пуском которого производство электроэнергии возрастет в два раза. К 2021 году завершится реконструкция Ат-башинской ГЭС с увеличением мощности на 4 МВт. Работы по реабилитации Уч-Курганской ГЭС позволят повысить качество и надежность электроснабжения в энергосистеме.

Вместе с тем идет поиск источников финансирования новых проектов ГЭС, в связи с чем рассмотрены два сценария ввода мощностей на основе прогноза выработки электроэнергии – оптимистический и базовый сценарий развития без сооружения крупных Камбаратинской ГЭС-1, Кара-Кечинской ТЭС и Верхне-Нарынского каскада ГЭС и с максимальным развитием ВИЭ.

**На втором этапе(2023-2030 гг.) по оптимистическому сценарию прогнозируется** рост производства электроэнергии с вводом в действие новых мощностей каскада Верхне-Нарынских ГЭС, Каракечинской ТЭС и Камбаратинской ГЭС-1, второго агрегата Камбара-тинской ГЭС-2, а также малых ГЭС и ТЭС, солнечных и биогазовых установок(табл.1)

Таблица 1. – Прогноз производства электроэнергии на период 2018-2040гг. млрд. кВт.ч

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование** | **2017**  **отчет** | **2018**  **план** | **2020** | **2025** | **2030** | **2040** |
| Нижне-Нарынский каскад ГЭС | 13,39 | 13,63 | 12,4 | 12,4 | 12,4 | 12,4 |
| ТЭЦ | 1,21 | 1,34 | 2,25 | 3,04 | 3,04 | 3,04 |
| Малые ГЭС | 0,188 | 0,188 | 0,238 | 0,345 | 0,574 | 0,744 |
| ВИЭ | 0,02 | 0,02 | 0,26 | 0,3 | 0,3 | 0,6 |
| Ат-Башинская ГЭС | 0,15 | 0,11 | 0,11 | 0,18 | 0,18 | 0,18 |
| Камбаратинская ГЭС-2 | 0,40 | 0,540 | 0,54 | 1,02 | 1,02 | 1,02 |
| Верхне-Нарынские ГЭС 1,2,3; Ак-Булунская ГЭС |  |  |  | 0,94 | 0,94 | 0,94 |
| Камбаратинская ГЭС-1 |  |  |  | 2,8 | 5,6 | 5,6 |
| Кара-Кечинская ТЭС |  |  |  | 3,9 | 3,9 | 3,9 |
| Казарманский каскад |  |  |  |  |  | 4.6 |
| Сусамыр-Кокемеренские ГЭС |  |  |  |  |  | 3,32 |
| Итого | 15,418 | 15,832 | 15,94 | 24,28 | 26,8 | 34,55 |

**На третьем этапе (**2030-2040гг) прогнозируется сооружение Казарманского каскада ГЭС установленной мощностью 1160 МВт с выработкой 4,6 млрд.кВт.ч электроэнергии в год, а также сооружения Сусамыр-Кокомеренского каскада ГЭС проектной мощностью 1305 МВт с выработкой 3,32 млрд.кВт.ч в год. В перспективе возможно и сооружение Сарыджазских ГЭС суммарной проектной мощностью 1200 МВт.

Необходимо активное вовлечение ВИЭ за счет сооружения малых ГЭС, солнечных и ветро- энергоустановок по регионам страны, которые позволят увеличить производство электроэнергии ими в прогнозируемый период с 189 млн.кВт.ч в 2018 г. до 1,34 млрд.кВт.ч к 2040г. В целях реализации Концепции развития малой гидроэнергетики КР до 2017 г., утвержденной постановлением Правительства КР от 20 июля 2015 года № 507, проведено обследование 63 русел малых рек и предложены первоочередные малые ГЭС к сооружению. Оценка валового потенциала малых рек выявила возможность сооружения ГЭС суммарной мощностью 333 МВт, с выработкой 1,7 млрд.кВт.ч., из них на период 2017-2030гг. технически возможно сооружение 42 малых ГЭС установленной мощностью 157 МВт с постепенным увеличением выработки до 774 млн.кВт.ч, в том числе: по Чуйской области – 71,8 МВт, по Иссык-Кульской области – 7 МВт, по Таласской области – 1,6 МВт, по Ошской области – 6,2 МВт, по Нарынской области – 7,38 МВт и в Джалал-Абадской области – 33,5 МВт, в Баткенской области – 13 МВт, при этом потребуется 314 млн.долл.США при удельных капвложениях 2000 долл.США на 1 МВт. Их сооружение требует четкой процедуры отвода земельных участков и реализации тарифной политики согласно Закону КР «О возобновляемых источниках энергии».

Солнечные и ветро-энергоустановки мощностью по 20 МВт возможно в первую очередь размещать в районе г.Балыкчы, где имеются достаточные пустующие площади земель и электрические сети 220-110 кВ вокруг оз.Иссык-Куль с их доступностью для потребителей. С ростом их доли в общей выработки электроэнергии от 1,1% до 5% к 2040г.

Прогноз производства электроэнергии по данному сценарию показывает, что возможно обеспечить опережение темпов роста производства электроэнергии над темпами роста потребления и соответственно резерв мощности в энергосистеме.

При сооружении Камбаратинской ГЭС-1 установленной мощностью 1860 МВт в энергетическом режиме для покрытия спроса потребителей страны в осенне-зимний период возможна эксплуатация Токтогульской ГЭС в проектном режиме с выработкой электроэнергии в зимний период в объеме порядка 25% от мощности и накоплением воды в Токтогульском водохранилище, в весенне-летний период увеличением выработки электроэнергии на Токтогульской ГЭС попутно с попусками воды для нужд ирригации, как КР, так и соседних республик. В результате зимние энергетические попуски воды от Камбаратинских ГЭС будут накапливаться и будут перерегулированы Токтогульским водохранилищем под ирригацион-ный график водопотребления, то есть эксплуатация Камбаратинской ГЭС-1 внесет коррективы в сезонный режим притока в Токтогульское водохранилище и, тем самым, позволит в наиболее засушливые сезоны снабжать достаточным количеством воды сопредельные страны низовья и соответственно увеличить экспорт.

**По сценарию развития без введения Камбаратинской ГЭС-1, Кара-Кечинской ТЭС и Верхне-Нарынского каскада ГЭС** производство электроэнергии возрастет незначительно и повлечет за собой дефицит в объеме более 4, 2 млрд.кВт.ч к 2040 г. В этом случае, необходимо ускорить сооружение малых ГЭС и СЭС или снизить темпы роста потребления электроэнергии удельный вес которых в производстве электроэнергии возрастет с 1,2% в 2018 г. до 12% к 2040 г.(табл.2).

Развитие новых технологий сжигания угля с минимальными выбросами ПГ позволит обеспечить сооружение малых ТЭС в режиме когенерации в районе угольных месторождений Сулюкта мощностью 75 МВт в Баткенской области, Ташкумыр мощностью 75 МВТ в Джалал-Абадской области, Узген, Кызыл-Кия мощностью по 50 МВт в Ошской области. при этом суммарное производство электроэнергии ими составит 1,85 млрд.кВт.ч в год. Малыми ГЭС возможно произвести 744 млн.кВт.ч в год до 2030 г. и до 1,2 млрд.кВт.ч доля малых ТЭС в структуре баланса электроэнергии достигнут 8%. (табл.2)

Таблица 2. – Прогноз производства электроэнергии на период 2018-2040 гг. млрд.кВт.ч ((пессимистический сценарий)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | **2017**  **Отчет** | **2018**  **план** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** | **2040** |
| Нижне-Нарынский каскад ГЭС | 13,39 | 12,99 | 12,4 | 11,7 | 11,7 | 11,7 | 11.7 |
| ТЭЦ | 1,21 | 1,74 | 1,66 | 3,03 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Малые ГЭС | 0,188 | 0,188 | 0,238 | 0,245 | 0,577 | 0,744 | 1,2 |
| ВИЭ | 0,02 | 0,02 | 0,26 | 0,3 | 0,6 | 0,8 | 1,0 |
| Мини ТЭС |  |  | - | - | 0,85 | 1,0 | 1,8 |
| Ат-Башинская ГЭС | 0,15 | 0,11 | 0,11 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0.18 |
| Камбаратинская ГЭС-2 | 0,40 | 0,540 | 0,54 | 0,54 | 1,02 | 1,02 | 1,02 |
| Количество выработки электроэнергии | 14,968 | 15,5 | 15,19 | 15,955 | 18,277 | 18,564 | 19,82 |

Производство электроэнергии возрастет к 2040г. в 1,22 раза при росте потребности в 1,57 раза. Соответственно резерв мощности в энергосистеме будет ограничен (0.47) при кризисном пороге (0,86), что является прямой угрозой энергетической безопасности**.** В этом случае необходимо импортировать электроэнергию из ОЭС ЦА в осенне-зимний период в обмен экспорта электроэнергии от ГЭС в летний период. (табл.3)

**Таблица 3. - Баланс электроэнергии на период 2016-2040 годы по сценариям**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2017** | **2018** | **2020** | **2025** | **2030** | **2040** |
| Генерация (оптимистический сценарий) | 15,418 | 15,832 | 15,94 | 24,28 | 26,8 | 34,55 |
| Спрос | 12,0 | 12,75 | 14,54 | 19,26 | 21,5 | 26,0 |
| Дефицит/Профицит (оптимистический сценарий) | 1,21 | 0,48 | -1,0 | 1,87 | 2,1 | 4,3 |
| потери (оптимистический) | 2,2 | 2,6/17% | 2,4/15% | 3,15/13% | 3,24/12% | 4,2/12% |
| Генерация (пессимисический сценарий) | 15,418 | 15,19 | 15,955 | 18,277 | 18,564 | 19,82 |
| Спрос | 12,0 | 12,75 | 14,20 | 16,427 | 18,97 | 21,0 |
| потери (пессимисимистический) | 2,2 | 2,6 | 2,4 | 2,37 | 2,21 | 2.28 |
| Дефицит/Профицит (пессимистический сценарий) или импорт при дефиците | 1,21 | -0,230 | -0,645 | -0,52 | -1,6 | -3,46 |

**По оптимистическому сценарию** прогноз показывает о напряженном балансе вплоть до 2020г., а также о возможности экспорта только с 2021 г. при вводе второго агрегата Камбаратинской ГЭС - 2, а к 2025 при вводе мощностей Верхне-Нарынского каскада ГЭС есть возможность экспорта электроэнергии по проекту САSA-1000 в объеме 1700 млн.кВт.ч, при вводе Камбаратинской ГЭС - 1 экспорт возрастет до свыше 2 млрд.кВт.ч и до 4,2 млрд.кВт.ч к 2040 г при вводе Казарманского и Сусамыр-Кокемеренского каскада ГЭС с выходом на рынки электроэнергии ЕАЭС. **При этом резерв мощности сохранится на уровне нормативных значений 1,15**.

При этом необходимо также обеспечение нормативов технологических потерь на уровне 5-4 % по высоковольтным передающим и по распределительным электрическим сетям низкого напряжения до 10-8% к 2030-2040 гг путем:

- своевременного ввода в работу генерирующих источников; сокращение доли ГЭС в структуре производства электроэнергии; обеспечением параллельной работы в составе ОЭС ЦА; наличием экспорта (не менее 1,5 млрд. кВт.ч) из-за влияния на снижение относительной величины потерь электроэнергии;

- развития и реконструкция всей сети 110-220-500 кВ в соответствии с растущим производством и потреблением электроэнергии с учетом загрузки энергосистемы по оптимальным для неё параметрам;

- выравнивания суточных, сезонных графиков нагрузки с помощью тарифного регулирования и стимулирования потребителей;

- разработки и утверждения Положения по нормированию технологического расхода электроэнергии на передачу и распределение по электрическим сетям и Инструкции по снижению потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

**Развитие электрических сетей** необходимо обеспечить параллельно с вводом новых мощностей ГЭС, ТЭС и ВИЭ. (табл.12)

**На первом этапе (2018-2023 гг.) д**альнейшее развитие электрических сетей высокого напряжения в направлении Южной Азии через энергосистему Республики Таджикистан начнется сооружением линии электропередачи 500 кВ «Датка – Ходжент» в рамках проекта CASA-1000 по созданию рынка электроэнергии между Центральной и Южной Азией. Необходимо строительство ВЛ 220 кВ Тамга-Каракол и ПС Каракол, а также строительство ПС 110/35/10-6 кВ Медерова и ВЛ 110 кВ;

**На втором этапе (2024-2030 гг.)** для выдачи мощности с Верхне-Нарынского каскада ГЭС необходимо строительство ВЛ 220-110кВ, линейной ячейки 220-110кВ и реконструкцией на ПС ОАО «НЭСК; Необходимо строительство ПС 110/35/10 кВ Ак-Тала и ВЛ 110 кВ и др..

**На третьем этапе (2031 – 2040 гг.) необходимо сооружение** ВЛ-500 кВ для выдачи мощности новых ГЭС и ТЭС .

Соответственно получат развитие распределительные электрические сети низкого напряжения. При этом стоят перед РЭК **немаловажные задачи по реконструкции**  и модернизации с установкой новых трансформаторных подстанций и прокладкой кабельных и воздушных линий (табл…).

Особо важным являются разработка мер единых требований к внедряемым программам и системам, для обеспечения интегрируемости в комплекс (ЕRP. SCADA. On-line Biling . АСУП с установкой умных счетчиков ASKYЭ. СИП проводов, пофидерному учету потребления электроэнергии и по снижению потерь с целью эффективности их функционирования. др.Необходима организация работы КЭРЦ и др..

**5.2. Обеспечение надежности теплоснабжения возможно за счет:**

- реализации «Схемы развития теплоснабжения г.Бишкек до 2030 г.» в рамках развития централизованного теплоснабжения с завершением строительства и ввода в действие ТЭЦ-2 г.Бишкек с подключением к нему Южной части централизованного теплоснабжения г.Бишкек, а также котельную «Бишкексельмаш» с подключением к нему новых застроенных районов западной части, а также частично в центральную часть города;

- повышения надежности централизованного теплоснабжения путем реализации второго этапа технического перевооружения изношенного теплотехнического оборудования на ТЭЦ -1 г.Бишкек. При этом ТЭЦ-1 будет являться основным источником теплоэнергии в общей Системе централизованного теплоснабжения, а ТЭЦ-2 и котельная «Бишкексельмаш» будут выполнять функцию дополнительных источников и отвечать требованиям энергобезопасности;

- разработки «Программы развития систем теплоснабжения малых и средних городов» таких как Ош, Кызыл-Кия, Каракол и др. обозначенных в НСУР КР 2040 – как точки роста:

- котельными ГП «Кыргызтеплоэнерго», муниципальных и промыщленных предприятий, а также сооружением мини ТЭС в режиме когенерации в районах разрабатываемых угольных месторождениях Сулюкта, Таш-кумыр, Кызыл-Кия и др.;

- повсеместного использования ВИЭ для решения проблем горячего водоснабжения и теплоснабжения в жилых домах путем повсеместной установки солнечных коллекторов, тепловых насосов, а также использование тепла геотермальных источников для теплоснабжения объектов соцкультбыта и населения в районах их сосредоточения;

- технического перевооружения и модернизации котлов и сокращения потерь теплоэнергии, которые достигают в некоторых котельных до 50%, а также в тепловых сетях, где потери составляют 25% и более;

- сооружения новых модернизированных локальных котельных в 20 малых городах и поселках городского типа в регионах, которые в перспективе обозначены как точки роста, с присоединенной нагрузкой позволит значительно снизить затраты на приобретение топлива, потери тепловой энергии по сетям и повысить качество теплоснабжения абонентов;

- эффективного использования энергии солнца, биомассы, геотермальных источников и тепловых насосов с замещением углеводородного топлива может способствовать сокращению выбросов ПГ на 20% к 2030г. и достижению поставленных целей по достижению к 2040г согласно НСУР КР 2040;

- решения стратегических задач совершенствования ценообразования и тарифной политики в теплоэнергетическом комплексе, которые должны быть основаны на введении принципов самоокупаемости теплоэнергетического сектора и поэтапного устранения перекрестных субсидий в области тарифообразования;

- разработки и утверждения «Методики по расчету потребности в тепловой энергии зданий» для приведения в соответствие нормативно-правовых актов, регулирующих правоотношения между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями.

Вывод источников тепла на запланированные мощности , и в том числе строительство и реконструкция объектов теплосетевого хозяйства требуют вложения существенных инвестиций. При этом, наращивание тепловых источников и проведение адресной защиты с учетом градостроительных задач, реконструкции тепловых сетей и насосных станций должны носить комплексный взаимосвязанный характер.

В связи с этим перед органом отвечающим за энергетическую политику намечены меры по разработке «Правил технологического присоединения к системам теплоснабжения в КР» с целью совершенствования нормативно-правовой базы теплоснабжающих организаций и **создания антикоррупционного механизма** по присоединению к системам теплоснабжения новых объектов к тепловой энергии на законной основе.

**3. Обеспечение надежности топливоснабжения возможно за счет:**

**1.Развития угольной промышленности** по двум сценариям с учетом текущего состояния рынков сбыта и прогнозного потребления кыргызского угля.

Первый сценарий учитывает сложившуюся ситуацию на внутреннем рынке потребления угля и реальное состояние производственных мощностей действующих предприятий без учета модернизации изношенного на 90% оборудования и увеличение добычи угля обеспечивается за счет собственных средств предприятий. На первом этапе возможен рост с 2,0 млн.т в 2018 г. до 2,5 млн.т к 2023г., на втором этапе до 3,2 млн.т к 2030 г. на третьем этапе до 4,2 млн.т к 2040 г.. При этом добыча угля по бассейнам составит:

в Кавакском бассейне -1,6 млн.т к 2025 г., на втором этапе до -1,9 млн.т к 2030 г. и третьем этапе - 2.2 млн.т к 2040 г.;

в Иссык-Кульском бассейне - по 20 тыс. тонн вплоть до 2040 года;

в Южно-Ферганском бассейне - от 248 тыс. тонн до 265 тыс. тонн к 2040 году;

в Алайском бассейне на месторождении Кызыл-Булак - 300 тыс.тонн на протяжении всего периода;

в Северо-Ферганском каменноугольном бассейне – от 140 тыс. тонн до 180 – 200 тыс. тонн к 2040 году.

**Во втором оптимистическом сценарии** учитывается поэтапный ввод, начиная с 2018 года в строй новых мощностей промышленных объектов. В связи с этим возможно прогнозирать дополнительные объемы добычи до 4 млн.т к 2025 г. и 4,9 млн.т к 2030 г. и довести до 8,6 млн.т. к 2040 г..

Для этого необходимо в период 2018-2040 годы провести техническое перевооружение существующих угольных предприятий и освоение новых месторождений и перемещение центра добычи на вновь введенные мощности , оснастив их модернизированным оборудованием с предоставлением возможности развития металлургических, теплоэнергетических предприятий ( Каракечинской ТЭС и ряда малых ТЭС), а также промышленности строительных материалов(ц.ементные и др.заводы)

Данный сценарий разработан с учетом международной практики по поддержке с выделением дотаций со стороны государства на развитие. Складывающаяся энергетическая напряженность с отсутствим резервов мощностей как по электроэнергии так и по теплоэнергии, а также слабое развитие децентрализованных источников теплоснабжения диктует необходимоть резкого увеличения добычи собственного угля в республике и постепенное замещение импортного из Казахстана.

Прогноз баланса угля на долгосрочную перспективу показывает о возможности сокращения импорта угля с 856тыс.т в 2017г. до 600 тыс.т к 2020г. и 200 тыс.т к 2025 г. с полным прекращением к 2030г. Объем потребления угля возрастет с 2,65 млн.т в 2018 г. до 2,7 млн.т к 2025 г. и 3,6 млн.т к 2040 г. или в 1,3 раза. Экспортные поставки сохранятся в объеме 200 тыс.т в год до 2030 - 2040гг. традиционным потребителям соседних государств. (табл.4).

**Таблица 4 – Прогноз баланса угля КР на 2018-2040гг. (без Кара-Кече)**

**(тыс.т**)

|  | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** | **2035** | **2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ресурсы** | 4356 | 4400 | 4400 | 4400 | 4500 | 4600 | 5100 | 5600 |
| Добыча –всего | 1906 | 2000 | 2100 | 2200 | 2700 | 3200 | 3700 | 4200 |
| Поступило по импорту | 856 | 800 | 700 | 600 | 200- | - | - | - |
| Остатки на начало | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1400 | 1400 | 1300 |
| **Распределение** | 4356 | 4400 | 4400 | 4400 | 4500 | 4600 | 5100 | 5600 |
| Израсходовано-всего | **2650** | **2650** | **2660** | **2700** | **2700** | **3000** | **3200** | **3600** |
| Потери | 150 | 150 | 200 | 200 | 200 | 300 | 300 | 300 |
| Отпущено на экспорт | 252 | 260 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Остатки на конец года | 1334 | 1340 | 1340 | 1300 | 1400 | 1100 | 1400 | 1500 |

Увеличение добычи угля по данному сценарию предполагается осуществить: развитием промышленной разработки Кара-Кечинского месторождения и в целом Кавакского буроугольного бассейна с доведением добычи угля до 3,0 млн.т к 2030-2040 годам с вводом в действие Кара-кечинской ТЭС, брикетной фабрики и производств по получению жидкого моторного топлива; разработкой угольного месторождения Кызыл-Булак в Алайском районе с доведением добычи до 500-800 тыс.т.; поддержкой достигнутого уровня угледобычи на действующих месторождениях с увеличением на 30%; приоритетом добычи на открытых месторождениях с соблюдением стандартов и нормативов по технике безопасности и с доведением с 65% до 80% в перспективе до 2030-2040 гг

**Таблица 5 – Прогноз баланса угля КР на 2018-2040гг.( оптим. с Кара-Кече) (тыс.т)**

|  | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** | **2035** | **2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ресурсы** | 4356 | 4400 | 4400 | 4400 | 5800 | 5900 | 6400 | 6800 |
| Добыча –всего | 1906 | 2000 | 2100 | 2200 | 4000 | 4500 | 5000 | 5500 |
| Поступило по импорту | 856 | 800 | 700 | 600 | 200 | - | - | - |
| Остатки на начало | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1400 | 1400 | 1300 |
| **Распределение** | 4356 | 4400 | 4400 | 4400 | 5800 | 5900 | 6400 | 6800 |
| Израсходовано-всего | **2650** | **2350** | **2560** | **2600** | **4000** | **4200** | **4400** | **4800** |
| Потери | 150 | 150 | 140 | 100 | 200 | 300 | 300 | 300 |
| Отпущено на экспорт | 240 | 240 | 200 | 200 | 500 | 800 | 800 | 800 |
| Остатки на конец года | 1316 | 1660 | 1640 | 1500 | 1100 | 600 | 900 | 900 |

В то же время при положительном решении вопроса со странами ближнего зарубежья (РУ, РТ) по поставкам угля мелкой фракции, КР готова поставить уголь в объемах   
 500-800 тыс.т. Прогноз баланса угля по оптимистическому сценарию приведен в табл.5.

**2. Обеспечение газоснабжением** прогнозируется за счет увеличения импорта природного газа с 282 млн.м3 в 2017г. до   
430 млн.м3 в 2020г., 571 млн.м3 в 2025г. и 701 млн.м3 в 2030г. в соответствии с Генеральной схемой газоснабжения и газификации населенных пунктов по регионам КР на период до 2030г. и возможностью доведения поставки газа до 814,5 млн.куб.м к 2040 г.. Число газифицированных населенных пунктов увеличится с 30 до 411, газифицированных квартир и домов - с 288 тыс. до 845 тыс., протяженность магистральных сетей - с 1476,2 км до 2747,7 км. Добыча природного газа на существующих месторождениях прогнозируется на одном уровне до 2020 года в объеме 30 млн.м3 , далее прогнозируется незначительный рост за счет разбуривания скважин на месторождении «Северный Каракичум» и «Майли-Суу 1V», c 2026 года предусматривается добыча газа на неоткрытых новых месторождениях.(табл.5.)

Таблица 5. – Прогноз баланса природного газа КР на 2018-2040 гг. (млн.м3)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2017** | **2018** | **2020** | **2025** | **2030** | **2040** |
| **Ресурсы** | **313** | **334** | **460** | **602** | **743,8** | **814,5** |
| Добыча | 30 | 30 | 30 | 31 | 42 | 70 |
| Поступило по импорту | 282 | 304, | 430 | 571 | 701,8 | 814,5 |
| **Распределение** | **313** | **334** | **460** | **602** | **743,8** | **814,5** |
| Израсходовано-всего | 307 | 328 | 453,6 | 592 | 732 | 802,5 |
| Потери | 5.0 | 6,0 | 7,4 | 10,0 | 11,8 | 12,0 |

**3. Увеличения добычи нефти** на собственных месторождениях с 100 тыс.т в 2018 г. до 164 тыс.т к 2025г. Далее, прогнозируется снижение добычи в связи с естественным падением дебитов скважин - до 150 тыс.т. к 2030 г. и до 105 тыс.т к 2040 г., что недостаточно для покрытия потребности существующих и новых НПЗ. В этой связи необходимо **ежегодно обеспечить импорт** в объеме свыше 600 млн.т сырой нефти, а для работы на полную мощность НПЗ в городах Кара-Балта и Токмок до 1,1 млн.т. для обеспечения потребности в топочном мазуте, бензине и дизельном топливе. Возможность беспошлинного импорта нефти и нефтепродуктов с вхождением в ЕАЭС обеспечит потребность страны в них.

На период до 2040г. нефть, дизтопливо и бензин прогнозируются как основные импортируемые виды топлива. Потребность в мазуте будет покрываться для собственных нужд с увеличением его производства на НПЗ из импортной сырой нефти (табл. 6)

Таблица 6. – Прогноз баланса нефти КР на 2016-2040 гг. (тыс.т)

|  | **2016** | **2017** | **2018** | **2020** | **2025** | **2030** | **2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ресурсы** | **172,7** | **128,9** | **300** | **755** | **800** | **800** | **800** |
| Добыча | 145 | 87 | 100 | 120 | 164 | 150 | 105 |
| Поступило по импорту | 14,7 | 28,9 | 183,6 | 610 | 610 | 620 | 620 |
| Остатки на начало | 13.0 | 13 | 17 | 25 | 26 | 30 | 45 |
| **Распределение** | **172,7** | **128,9** | **300** | **755** | **800** | **800** | **800** |
| Израсходовано –всего | 148,9 | 115,9 | 280 | 725 | 775 | 775 | 775 |
| Потери | 3,4 | 3 | 6,0 | 8,0 | 8 | 8 | 8 |
| Отпущено на экспорт | 7,2 | - | - | - | - | - | - |
| Остатки на конец года | 13,5 | 10 | 14,0 | 12 | 12 | 12 | 12 |

***4. Обеспечение надежности энерго- и топливоснабжения регионов КР***

Обеспечение надежности энерго- и топливоснабжения населения и сфер экономики в перспективе по регионам требует учета всех возможностей по рациональному использованию ТЭР и диверсификации источников энергии на местах за счет дополнительных мер по газификации и использованию ВИЭ.

**В Баткенской области, где сосредоточено 26% запасов угля на месторождениях страны и на** действующих угольных предприятиях области рост добычи угля прогнозируется с 265 тыс.т в 2018 г. и до 450 тыс.т к 2040 гг. или в 1,7 раза. В целях эффективного и рационального использования угольных ресурсов, внедрения инновационных технологий и механизма газификации угля в КР необходимо проработать вопрос о подземной газификации угля для производства «синтетического» природного газа с разработкой на участке «Восточный» месторождения Кызыл-Кия.

Предлагается Национальной академии наук КР совместно с Институтом химии и химических технологий рассмотреть вопрос по переработке кыргызских углей с производством жидкого топлива, заменителя природного газа, выработки химических продуктов, в том числе полу-кокса и кокса.

По повышению надежности топливоснабжения альтернативой углю станет газификация 68 населенных пунктов области с газификацией дополнительно 49 тыс. домохозяйств, с дополнительным сооружением   
232,8 км газораспределительных сетей и поставкой дополнительно   
55,6 млн. куб.м газа, что может вытеснить из потребления 182 млн.кВт.ч электроэнергии или 100 тыс.т угля.

Для обеспечения энергетической безопасности области планируется завершение в 2019 г. строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 51 км от ВЛ 110 кВ «Айгульташ-Самат» до подстанции 110/35/10 кВ «Раззакова», а также до подстанции110/35/10 кВ «Арка» , в рамках проекта «Улучшение электроснабжения Аркинского массива Баткенской области» за счет средств Исламского банка развития на сумму 16,25 млн.долл.США.

Необходимы также меры по обеспечению надежности путем cооружения малых ГЭС суммарной мощностью 13 МВт, в том числе Торткульской малой ГЭС мощностью 3 МВт, а также биогазовых установок в селах. Необходимо строительство малой ТЭС мощностью 75 МВт вблизи г. Сулюкта на базе использования угля одноименных буроугольных месторождений.

**В Иссык-Кульской области, где** сосредоточено 2% угольных месторождений страны на шахте Джергалан добывается каменный уголь в объеме 20 тыс.т и данный объем буде поддерживаться и в перспективе для обеспечения Курментинского цементного завода, а также жилищно-коммунального хозяйства и населения области.

Энергоснабжение осуществляется от централизованных источников от ПС Кемин - ПС Балыкчи по электрическим сетям 220, 110, 35 кВ и отдельно крупный потребитель Кумтор по сетям 220/110 кВ. Для обеспечения надежности электроснабжения населения области и разработки месторождений «Сары-Джаз» в 2019-2021 годы планируется строительство новой ВЛ 220 кВ «Тамга-Каракол» протяженностью 90 км и подстанции 220/110/10 кВ за счет Кувейтского гранта в размере 325 тыс.долл.США..

По развитию ВИЭ необходимо сооружение Орто-Токойской малой ГЭС мощностью 20 МВт, а также других малых ГЭС суммарной мощностью 7 МВт, СЭС и ВЭС мощностью по 20 МВт в первую очередь в районе г. Балыкчи, биогазовых установок в сельской местности, также потребуется налаживание инфраструктуры (реконструкция и строительство новых электрических сетей для энергоснабжения олововольфрамового горнопромышленного комплекса. Также есть возможность использования гидроэнергетического потенциала бассейна р. Сары-Джаз со строительством каскада ГЭС суммарной мощностью 1200 МВт.

Как альтернативное топливо намечается газификация Иссык-Кульской области со строительством газопровода от Чуйской области до г. Балыкчи и межпоселковых газораспределительных сетей протяженностью 251 км. Поставки газа в объеме 120,3 млн.куб.м позволят высвободить 393 млн.кВт.ч электроэнергии или 215 тыс.т завозного угля, потребляемых ЖКХ и населением, а также появится возможность перевода транспорта на экологически чистое газомоторное топливо и создания электрифицированного транспорта вокруг оз. Иссык-Куль.

**В Чуйской области нет месторождений угля, нефти, газа и топливоснабжение осуществляется за счет их поставки из других регионов и соседних стран. Э**нергоснабжение осуществляется от централизованных источников (ГЭС и ТЭЦ г.Бишкек) через ПС-500/220 кВ Фрунзенская, Кемин, Балыкчи, Ала-Арча и др. по ЛЭП 500кВ Датка-Кемин, и от Токтогульской ГЭС до ПС Фрунзенская, а также по сетям 220 кВ, 110 кв, 35 кв и ниже и от каскада Аламединских ГЭС, Быстровской и Калининской ГЭС с суммарной выработкой 189 млн.кВт.ч, надежность зависит от пропускной способности линий электропередач. В перспективе в рамках проекта «Строительство ВЛ-220 кВ, протяженностью 22 км и подстанции «Учкун» 220 кВ» стоимостью 21 млн.долл.США.

В целях обеспечения надежности энергоснабжения за счет ВИЭ есть возможность сооружение малых ГЭС суммарной мощностью 71,8 МВт, в том числе Сокулукской ГЭС-5 мощностью 1,5 МВт, СЭС мощностью 20 МВт, а также биогазовых установок в сельской местности.

Надежность топливоснабжения обеспечится сооружением дополнительных газораспределительных сетей протяженностью 173,8 км и увеличения поставок газа природного с 199,5 млн. куб. м до 276,6 млн. куб. м газа с приростом числа газифицированных квартир на 113,7 тыс.единиц и приростом потребления на 134,8 млн.куб.м, за счет которого возможно вытеснение из сферы отопления и пищеприготовления населением 450 млн. кВт.ч электроэнергии или   
280 тыс.т. угля. . а также усилением электрических передающих сетей с увеличением объемов перетоков электроэнергии от перспективных ГЭС и ТЭС,

**В г. Бишкек** надежность энергоснабжения прогнозируется в соответствии с Генеральной схемой развития г.Бишкек до 2025 г. за счет реконструкции ТЭЦ -1 с доведением ее мощности до 812 МВт, а также усилением электрических передающих сетей с увеличением объемов перетоков электроэнергии от перспективных ГЭС и ТЭС, а также реконструкцией и модернизацией распределительных сетей с заменой старых на новые СИП провода, прокладка кабельных линий с увеличением пропускной способности и внедрение АИСКУЭ. Для развития теплоснабжения необходима продолжить модернизацию ТЭЦ-1, реконструировать ТЭЦ-2 в режиме когенерации, котельную «Бишкексельмаш», провести адресную реконструкцию теплосетевого комплекса ТЭЦ-1, осуществить комплекс мероприятий по обеспечению транспортировки тепла от ТЭЦ-2 и котельную «Бишкексельмаш».

Надежность топливоснабжения обеспечится с расширением газораспределительных сетей и увеличением поставок природного газа с 199,4 млн.куб.м до 259 млн.куб.м с ростом количества газифицированных квартир на 50,5 тыс.ед., протяженности газопроводов на 6,9 км и прироста потребления на 184,2 млн. куб. м за счет которого возможно вытеснение из сферы электроотопления и пищеприготовления населением 600 млн.кВт.ч э лектроэнергии.

Повсеместное внедрение солнечных коллекторов в системы отопления и горячего водоснабжения общественных и жилых зданий даст значительную экономию электро- и тепло-энергии от централизованных источников и электрических и тепловых сетей.

**В г. Ош и Ошской области** надежность энергоснабжения потребителей обеспечивается с переводом на природный газ Ошской ТЭЦ, а также за счет подачи электроэнергии путем строительства линии электропередачи – 500 кВ по проекту CASA-1000 от ПС Датка до ПС Худжанд в Таджикистане и завершения ВЛ-110 кВ от ВЛ 110 кВ «Айгуль-Таш-Самат» до проектируемой ПС 110/10 кВ «Раззакова», сооружения малой ГЭС Ой-Алма мощностью 7,7 МВт и других малых ГЭС суммарной мощностью 6 МВт, а также малых ТЭС в г.Узген, г.Кызыл-Кия мощностью по 50 МВт в Ошской области с врезкой их в существующие и перспективные линии электропередач. Получат развитие СЭС мощностью 26 МВт и ВЭС мощностью 5 МВт в Алайском районе.

Надежность топливоснабжения обеспечится повышением добычи угля на действующих угольных предприятиях с 300 тыс.т.в 2018 г. до 305 тыс.т к 2020 г., а также намечаемой газификацией дополнительно 75 населенных пунктов и 145,2 тыс. домохозяйств при расширении газораспределительных сетей на 213,1 км и увеличения поставок природного газа с 16 млн.куб.м до 147,2 млн. куб. м с приростом числа газифицированных квартир на   
145,2 тыс.ед., протяженности газопроводов на 213,1 км и прироста потребления на 131,2 млн. куб. м, за счет которого возможно вытеснение из сферы электроотопления и пищеприготовления населением 432 млн.кВт.ч электроэнергии или 235 тыс.т угля. Освоение крупнейшего в регионе ЦА Узгенского каменноугольного бассейна коксующихся углей будет начато с месторождения Кумбель.

**В Таласской области,** где нет месторождений угля, а уровень газификации составлял 1%, намечается расширение газораспределительных сетей и обеспечение поставок природного газа 22 населенным пунктам в объеме до 30 млн.куб.м с приростом числа газифицированных домохозяйств на 20,17 тыс.единиц, протяженности газопроводов на 63,8 км и прироста потребления на   
29,9 млн. куб. м, за счет которого возможно вытеснение из сферы отопления и пищеприготовления населением порядка 98 млн. кВт. ч электроэнергии или 55 тыс. т дефицитного в этой области угля. В перспективе возможно сооружение малой ГЭС мощностью 20 МВт при Кировском водохранилище, а также развитие получат СЭС мощностью до 10 МВт.

**В Нарынской области,** где сосредоточено 42% угольных месторождений и нет природного газа, надежность топливоснабжения намечается за счет роста добычи угля на действующих угольных предприятиях с 911,5 тыс. т в 2018г. до 1245 тыс.т к 2020г., и 2590 тыс.т к 2030г. и 3245 тыс.т к 2040г. или в 3,5 раза.

Намечается строительство газораспределительных сетей протяженностью 85 км с объемом поставок 35,6 млн.куб.м 19 населенным пунктам или 22,4 тыс. домохозяйств, за счет которого возможно вытеснение из сферы отопления и пищеприготовления 117 млн.кВт.ч электроэнергии или 63 тыс.т угля, дефицитных в г.Нарын и отдаленном Атбашинском районе с особо суровым осенне-зимним периодом.

Для обеспечения надежности энергоснабжения есть возможность помимо сооружения и ввода в действие Верхне-Нарынского каскада ГЭС, Камбаратинской ГЭС-1 и Кара-Кечинской ТЭС сооружения малых ГЭС суммарной мощностью 7,38 МВт, а также биогазовых установок в отдаленных от централизованного электроснабжения населенных пунктах и горных выпасах (джайлоо) Ак-Талинского, Ат-Башинского, Жумгальского и Нарынского районах.

Создание крупного ТЭК в Джумгальском районе в комплексе со строительством железной дороги до г.Балыкчи и ее успешная реализация позволит обеспечить диверсификацию всего ТЭБ КР, сократить миграцию местного населения путем предоставления дополнительных рабочих мест и развития городов и населенных пунктов. При этом самым перспективным для промышленного освоения является Каракечинское месторождение 70% которых являются угольной мелочью. возможно организовать производство брикетов в целях отопления населением, получения жидкого моторного топлива, метана полукокса, органических кислот,горюче-смазочных материалов. а также производство черепицы и др..

Таким образом реализация этого проекта позволит решить не только отраслевые проблемы по укреплению топливной базы, но и окажет влияние на формировние крупного промышленного комплекса в Нарынской области и улучшит условия жизни населения Жумгальского района и поселка Минкуш.

В **Джалал-Абадской области,** наиболее обеспеченной ТЭР, где сосредоточены месторождения угля, нефти, газа и гидропотенциал водных ресурсов, с сооружением Камбаратинской ГЭС-1, Казарманского каскада ГЭС надежность энергоснабжения повысится, а также за счет реконструкции Токтогульской и Уч-Курганской ГЭС, **сооружения ВЛ 220 кВ «Кристалл-Караван».** По результатам обследований русел рек. естьвозможность также сооружения малых ГЭС суммарной мощностью   
33,5 МВт, СЭС суммарной мощностью 25 МВт и соответственно для выдачи электроэнергии от них электрические передающие сети 110 и 35 кВ и распределительные сети низкого напряжения. Здесь также актуально сооружение биогазовых установок в отдаленных от централизованного электроснабжения населенных пунктах. Особо следует отметить для обеспечения развития сельского хозяйства в Токтогульском районе есть возможность и необходимость сооружения малых ГЭС суммарной мощностью 40-50 Мвт и выработкой 200 млн.кВт.ч для орошения 8000 га земельУч-Терекского айыл окмота при строительстве отводного канала через перевал Каргыш для переброски реки Кара-Суу на участок «Сары-Жайык» по результатам НИР в НИИЭЭ при ГКПЭН КР. Так как при заполнении Токтогульского водохранилища (1974) изьято из хозяйственного оборота 33 тыс.га земли, в том числе 23 тыс.га сельскохозяйственных земель . В настоящее время компенсировно 6.3 тыс.га , а на 4,4 тыс.га используются насосные станции для орошения.Из-за создавшегося дефицита около 40% населения не имеют земельных долей и 50% которого живет за чертой бедности.

Возможно также сооружение мини ТЭС мощностью 50 МВТ и производства угольных брикетов на базе и в районе месторождения Тегене и Таш-Кумыр для повышения надежности энергоснабжения населения Аксыйского района и пгт.Таш-Кумыр.

Обеспечение топливоснабжения намечается за счет роста добычи угля на действующих шахтах Ташкумыр и Тегене с 140 тыс.т в 2016г. до   
180 тыс.т к 2030 – 2040 г. и для обеспечения потребности Ташкумырского ферросплавного завода, а также расширения возможностей использования в производстве цемента, гипсокартона и ферросплавов.

Надежность топливоснабжения повысится с намечаемой газификацией дополнительно 84 населенных пунктов и 78 тыс. домохозяйств во всех районах, начиная от г. Джалал-Абад и отдаленных поселков Аксыйского и Токтогульского районов, для этого будут сооружены дополнительно 266 км газораспределительных сетей с дополнительной поставкой 56,9 млн. куб. м газа. В этом случае возможно замещение из использования 187 млн. кВт.ч электроэнергии или   
102 тыс. т угля.

Для успешной реализация Генеральной схемы газоснабжения и газификации КР на период до 2030г. необходимы меры государственной поддержки инвестиционных программ со стороны Правительства КР и ОМСУ особенно в части:

- предоставления облегченного порядка выделения земельных участков под объекты газификации населенных пунктов;

- предоставления облегченного порядка получения разрешений на выполнение необходимых видов работ;

- принятие нормативных правовых актов для создания и зашиты от постороннего вмешательства объектов газовой отрасли.

1. **Обеспечение энергоэффективности** будет достигнутопри прогнозируемых темпах роста потребления в ТЭР – 150% в 2020г. и 210% в 2030 г. к 2005г., что ниже темпов роста ВВП – 197% в 2020г. и 320% в 2030г. к 2005г. (в сопоставимых ценах 2005г.), с ежегодным снижением энергоемкости ВВП на 1,5%, а за период 2015-2030гг. на 20%. При этом возможно достичь экономии ТЭР в объеме –11,1 млн.т.у.т к 2030г.

Темпы роста потребления электроэнергии также должны быть ниже темпов роста ВВП с ежегодным снижением электроемкости ВВП на 1-1,6%, а за период 2015-2030гг. на 15-19% по сценариям. При этом обеспечивается экономия электроэнергии в объеме 3,65-4,1 млрд.кВт.ч. к 2030г. Обеспечение снижения темпов роста потребления ТЭР, по сравнению с темпами роста ВВП и соответственно закономерности ежегодных темпов снижения энергоемкости и электроемкости ВВП отвечает принципам энергосберегаю-щей политики и развития «зеленой экономики». В случае увеличения темпов роста ВВП прогнозируемый спрос на ТЭР также увеличится, в этом случае степень увеличения будет зависеть от цен на энергоносители – чем больше их прирост, тем меньше степень увеличения спроса.

**Сокращение техногенного воздействия на ОС** в прогнозируемый период будет происходить за счет повышения энергоэффективности и проведения жесткой энергосберегающей политики, что способствует снижению выбросов ПГ в СО2 эквиваленте и выполнению принципов Рамочной конвенции ООН по изменению климата от 9 мая 1992г. Развитию в перспективе низкоуглеродной зеленой экономики будет способствовать преимущественное производство электроэнергии на больших ГЭС, доля которого составит в общем объеме производства 70% с увеличением доли ВИЭ с 1,05% до 5%, что даст возможность сохранить выбросы ПГ эквиваленте на современном уровне и не повышать на душу населения в объеме 1,58 т СО2/чел. к 2050г. и соблюдать целевые индикаторы по смягчению изменения климата. Тем самым КР внесет вклад в достижение планов по удержания глобального потепления на планете к концу XXI века в пределах 1,5-2°С к 1990г. в рамках Парижского соглашения к Рамочной конвенции ООН об изменениях климата, подписанного 12 декабря 2015г.

1. **Развитие ВИЭ необходимо путем: реализации Концепции развития малых ГЭС**, которые могут в значительной степени обеспечить энергетическими ресурсами как крупных, так и индивидуальных потребителей особенно в сельской местности; внедрения биогазовых установок с получением биогаза и попутным использованием отходов в качестве удобрения для фермерских хозяйств; повсеместной установки солнечных коллекторов, тепловых насосов при сооружении новых общественных и жилых; геотермальных источников для теплоснабжения объектов соцкультбыта и населения в районах их сосредоточения и др.. Для диверсификации источников электроэнергии необходимо также сооружение солнечных и ветровых энергоустановок по регионам страны с постепенным ростом производства электроэнергии ими до 1,2 млрд.кВт.ч к 2040 г..

Параллельно с поиском инвесторов в сооружение солнечных и ветровых энергоустановок и строительство малых ГЭС необходимо определить источники покрытия разницы между тарифами на электроэнергию и тарифами с учетом коэффициентов в соответствии с Законом КР «О возобновляемых источниках энергии» в целях окупаемости проектов по ВИЭ.

**Решение социальных проблем** будет обеспечено ростом потребления электроэнергии на душу населения за период 2015-2030гг. в 1,57 раза при росте численности населения в 1,18 раза и в объемах от 2600 до 2816 кВт.ч на человека. Вовлечение ВИЭ с сооружением малых ГЭС, СЭС и биогазовых установок будут способствовать обеспечению надежности энергоснабжения в регионах страны. Так в дефицитной Чуйской области возможно будет обеспечить 8-10% потребности в электроэнергии, в Джалал–Абадской области 5- 6%, в Иссык-Кульской области 2- 3%. В Таласской области до 2%, в Ошской области 2-3%. Кроме того будет доступно потребление горячей воды каждому дому в сельской местности при установке солнечных коллекторов и биогазовых установок, особенно на объектах соцкультбыта, больницах, родильных домах, теплицах и т.д.

Природный газ намечено довести до каждого дома в Иссык-Кульской и Нарынской областях, а также в районы Ошской и Джалал–Абадской области.

Таким образом, возможно будет замещение электроэнергии и угля из сферы электроотопления и пищеприготовления природным газом и ВИЭ, что отвечает требованиям целей устойчивого развития и решению гендерных проблем, со снижению заболеваемости женщин репродуктивного возраста от улучшения жизненных условий на селе.

**7.Международное сотрудничество и укрепление энергетической политики КР**

**В перспективе необходимо**  путем вхождения на международные рынки электроэнергии, чему будет способствать возможности по развитию экспорта в рамках реализации проекта CASA-1000 в объеме 1,7 млрд.кВт.ч. в Пакистан и в перспективе в другие энергосистемы Центральной и Южной Азии в объемах по сценариям от 2 до 4 млрд.кВт.ч к 2030г.-2040гг..

Энергетическая политика КР должна закрепить за собой ключевые позиции в управлении водно-энергетическими ресурсами, в том числе в бассейне реки Нарын-Сырдарья с внедрением экономических механизмов по компенсации от стран низовья за накопление и регулирование водных ресурсов в ЦА.

Государства-члены, в том числе и КР, на основании Договора о ЕАЭС от 29 мая 2014 г. о создании единого рынка электроэнергии должны приступить к реализации Концепции формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС от 8 мая 2015г. и Программы формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС от 26 декабря 2016г. и обеспечить его поэтапное формирование к 2019г.

При этом возможно, что торговля электрической энергией будет осуществляться как по свободным двусторонним договорам, так и на централизованных торгах, в том числе на торгах на сутки вперед на соответствующем этапе формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС при условии экономической целесообразности, а также при урегулировании почасовых отклонений фактических сальдо-перетоков электрической энергии от плановых значений.

Для восстановления полноценного режима работы энергосистем, входящих в ОЭС ЦА на уровне ЦАР будут разработаны и внедрены механизмы по развитию интеграционных процессов:

- по интегрированному управлению ВЭР и сохранению параллельной работы энергосистем с учетом существующих инфраструктурных возможностей каждого государства ЦА и вхождения в ОЭС ЕАЭС;

- по противодействию уязвимости энергетики перед изменением климата и продвижению экологически чистых технологий получения энергии;

- по сокращению эмиссии ПГ в СО2 эквиваленте в окружающую среду и совместных адаптационных мер в условиях глобального потепления климата;

- по привлечению средств для финансирования проектов в регионе по устойчивой энергетике и продвижению региональной торговли электроэнергией, а также реализации проектов государственно-частного партнерства.

В связи с тем, что назрела необходимость ввода моратория на заем средств в энергетике, консолидации имеющихся в наличии средств по всей отрасли необходимо рассмотреть возможность сооружения Камбаратинской ГЭС -1 с предварительной оценкой стоимости свыше 2 млрд.долл. путем создания Международного водно-энергетического консорциума (МВЭК) проекты Соглашений по которому были подписаны Главами государств Узбекистана, Казахстана, Кыргызстана и Таджикистана в конце 90-х и начале 2000 годов в рамках ЦАЭС.

Учитывая необходимость обеспечения проектного ирригационно-энергетического режима работы каскада Токтогульских ГЭС и регулирования водно-энергетического режима работы Нарын-Сырдарьинского каксада водохранилищ.

Также необходимо проработать вопросы строительства ЛЭП 500 кВ «Кыргызстан-Китай», что даст дополнительные рынки сбыта для избытка электроэнергии, который ожидается в результате реализации масштабных проектов по наращиванию энергетических мощностей.

В целях удовлетворения спроса на энергоресурсы в будущем и стимулирования освоения новых энергоресурсов для их использования в регионе и экспорта продолжится сотрудничество в рамках ЦАРЭС.

**Процессы интеграции продолжатся также и в области нефтепереработки** путем строительства и реконструкции ныне действующих 7-ми НПЗ. Основным сырьём для переработки является сырая нефть и газоконденсат, импортируемые из стран СНГ.

В рамках реализации Программы Правительства КР по энерго-сбережению и планированию политики по энергоэффективности в КР на 2015-2017гг., утвержденной постановлением Правительства КР от 25 августа 2015 года № 601, продолжится реализация программ в сфере энергетической эффективности при поддержке партнеров по развитию, а также проектов с международными финансовыми институтами по оценке потенциала развития малых ГЭС, внедрению солнечных, биогазовых и ветроэнергоустановок, использованию тепловых насосов, преодолению существующих барьеров, создания институциональных и регулятивных рамок для широкомасштабного использования ВИЭ. Необходимо налаживание сотрудничества с международными донорскими организациями и климатическими фондами с целью координации и привлечения средств в развитие ВИЭ.

.

**РАЗДЕЛ Д. Оценка необходимых инвестиций и проблемы финансового оздоровления ТЭК**

**1.** Возможности обеспечения устойчивого развития отраслей ТЭК, надежного топливо- и энергоснабжения потребителей и выхода энергетики из кризиса должны определяться инвестиционной политикой в рамках структурной перестройки экономики страны. Оценка необходимых инвестиций по предприятиям ТЭК приведена ниже (табл. 12-16).

Необходимые инвестиции на сооружение и ввод мощностей перспективных ГЭС и ТЭС на 2018-2040гг. составляют:

- по пессимистическому сценарию развития - 836 млн.долл.США;

- по базовому сценарию развития - 8232,8 млн.долл.США.

Потребность в инвестициях по малым ГЭС оценивается в порядка 314 млн.долл. США, из расчета 2000 долл.США на 1кВт мощности.

Необходимые инвестиции по развитию передающих электрических сетей на 2018-2040гг. составляют 420,6 млн. долл. США(табл.13)

Таблица 12. – Необходимые инвестиции по вариантам строительства и ввода мощностей ГЭС и ТЭС на период до 2040гг., млн.долл.США

|  | **Устан. мощность** | **Сроки строительства** | **Стоимость и источники финансирования млн.долл.США** |
| --- | --- | --- | --- |
| МВт | Годы |
| Камбаратинские ГЭС-1, | 1860 | 2018-2028 | 2916 - Инвестор не определен |
|  |  |  |
| Камбаратинские ГЭС-2  (2-й ГА) | 120 | 2018-2021 | 160,7 – ЕАБР - кредит |
| Верхне-Нарынские ГЭС- 1, 2, 3 и Ак-Булунская | 237,7 | 2019-2024 | 727,7 - Инвестор не определен |
| Реконструкция Учкурганской ГЭС | 180(36) | 2017-2024 | 80 - Источник не определен |
| Реконструкция  Атбашинской ГЭС | 40(1,68)  прирост 2 | 2016-2021 | 24,92 – Правительство Швейцарии |
| Реконструкция Токтогульской ГЭС | 1200 (240) | 2019-2022 | 397,7 (АБР, ЕАБР) |
| Кара-Кечинская ТЭС | 1200 | 5 лет | 1557 ( идет подготовка проведения конкурса) |
| Малые ГЭС-ПРООН | 157 | 2018-2030 | 314 – источник не определен |
| в т.ч.: МГЭС по НСУР КР:  -Орто-Токойская  -Ой-Алма  -Сокулукская  -Тортгульская | 20  7,7  1,5  3 | 2019-2021  2019-2020  2018-2019  2019-2020 | 25  18  3,342  2,57 |
| Казарманский каскад ГЭС | 1160 | 12лет (Дата начала строительства не определена) | Ориентировочная стоимость 3610 Источник не определен |
| Суусамыр-Кокомеренский каскад ГЭС | 1305 | 8 лет (Дата начала строительства не определена) | Ориентировочная стоимость 3340 млрд. долл. США Источник не определен |

Необходимые инвестиции по развитию передающих электрических сетей на 2018-2040гг. составляют 564,6 млн. долл. США(табл.13)

Таблица 13. – Необходимые инвестиции по развитию передающих электрических сетей на период до 2040гг., млн.долл.США

| **Наименование проекта** | **Сроки строительства** | **Стоимость и источники финансирования млн.долл.США** |
| --- | --- | --- |
| Годы |
| Улучшение электроснабжения Аркинского массива Баткенской области | 2015-2019 | 16,25 – ИБР |
| Строительство ВЛ 220 кВ Тамга-Каракол и ПС Каракол | 2019-2021 | 55 - Источник не определен |
| Строительство ВЛ 220/110/35/10 кВ Учкун до врезки к ВЛ 220 кВ «Фрунзенская-Кемин» и ПС Учкун | 2023-2025 | 21 - Источник не определен |
| Строительство ПС 110/35/10-6 кВ Медерова и ВЛ 110 кВ | 2019-2021 | 6,0 – Источник не определен |
| Строительство ПС 110/35/10 кВ «Орто-Сай» и ВЛ 110 кВ | 2022-2025 | 5,5– Источник не определен |
| Строительство ПС 110 кВ «Кант-1» и ВЛ 110 кВ | 2022-2025 | 5,5 – Источник не определен |
| Строительство ПС 110/35/10 кВ «Асанбай-2» и ВЛ 110 кВ | 2022-2025 | 5,5 – Источник не определен |
| Строительство ПС 110/10 кВ ПМК и ВЛ 110 кВ | 2018-2021 | 5,5 – Источник не определен |
| Строительство ПС 110/35/10 кВ Ак-Талаа и ВЛ 110 кВ | 2028-2030 | 5,5 – Источник не определен |
| Выдача мощности с Верхне-Нарынского каскада ГЭС, строительство ВЛ 220-110кВ, линейной ячейки 220-110кВ и реконструкцией на ПС ОАО «НЭСК» | 2025-2030 | 22,0 – Источник не определен |
| СASA-1000: строительство ЛЭП-500 кВ Датка-Худжанд | 2018-2021 | 233  ТЭО утверждено |
| ВЛ-500кВ для выдачи мощности новых ГЭС и ТЭС | 2030-2033 | 144 ориентировочная стоимость |
| **Итого** | до 2040 | **564,55** |

Таблица 14. - Необходимые инвестиции на внедрение АСУП, реконструкцию и модернизацию и ремонтные работы по передающим электрическим сетям ОАО «НЭСК» на 2018-2040 гг..

| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед.**  **изм.** | **2019-2023** | **2024, 2025, 2030, 2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | Внедрение АСУП:  Обьем финансовых собст.средств | Млн.дол.США | 11.1 | 1.3 1,3 2,0 2.0 |
| 2 | Реконструкция и модернизация ЭС  Объем финансовых собст.средств  500, 220. 110 кв  35кВ.10/0,4 | Млн.сом | 211  621 | 28,5  37,2 188 346  12 5 118 545 105 |
| 3 | Ремонтные работы  Объем финансовых собст.средств | Млн.сом | 729 | 148 148 780 1600 |

**Потребность в инвестициях** по предприятиям распределительных электрических сетей на 2018-2040 годы на внедрение АСУП, реконструкцию и модернизацию и внедрение инновационных технологий, ремонтные работы представлены в (табл. 15 - 18).

Таблица 15. - Необходимые инвестиции по распределительным электрическим сетям ОАО «Северэлектро» на 2018-2040 гг., млн.сом.

| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед.**  **изм.** | **2019-2023** | **2024, 2025, 2030, 2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | Внедрение АСУП:  Количество умных счетчиков    СИП  Обьем финансовых собст.средств | Шт  Км  Млн.сом | 80000  1750  669,4 | 15000 15000 15000 15000  300 310 300 300  11 5 120 125 130 |
| 2 | Реконструкция и модернизация ЭС  Объем финансовых собст.средств | Млн.сом | 5924,8 | 854.6 790.1 800,5 865,4 |
| 3 | Ремонтные работы  Объем финансовых собст.средств | Млн.сом | 2065,14 | 377,9 395,4 415,2 435,9 |

Таблица 16. - Необходимые инвестиции по распределительным электрическим сетям ОАО «Ошэлектро» на 2018-2040 гг., млн.сом.

| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед.**  **изм.** | **2019-2023** | **2024, 2025. 2026, 2030, 2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | Внедрение АСУП:  Количество умных счетчиков  СИП  Обьем финансовых собст. средств | Шт  Км  Млн.сом | 65000  ----  850 | 16000 17000 18000 20000 30000  20 25 30 50 100  130 138 146 162 244 |
| 2 | Реконструкция и модернизация ЭС  Собственные средства | Млн.сом | 1280 | 290 320 400 580 600 |
| 3 | Ремонтные работы  Собственные средства | Млн.сом | 1210 | 185  200 200 250 250 |

Таблица 17. - Необходимые инвестиции по распределительным электрическим сетям ОАО «Востокэлектро» на 2018-2040 гг., млн.сом.

| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед.**  **изм.** | **2019-2023** | **2024, 2025, 2030, 2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | Внедрение АСУП:  Количество умных счетчиков    СИП  Обьем финансовых собст.средств | Шт  Км  Млн.сом | 34000  248,3  Нет данных | 1000 1000 25000 50 000  38,2 52,6 290 530  Не представили |
| 2 | Реконструкция и модернизация ЭС  Объем финансовых собст.средств | Млн.сом | Нет данных | Не представили прогноз |
| 3 | Ремонтные работы  Объем финансовых собст.средств | Млн.сом | 707 | 127 130 135 140 |

Таблица 18. - Необходимые инвестиции по распределительным электрическим сетям ОАО «Джалабатэлектро» на 2018-2040 гг., млн.сом.

| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед.**  **изм.** | **2019-2023** | **2024, 2025, 2030, 2040** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | Внедрение АСУП:  Количество умных счетчиков    СИП, за 1 шт ПУ    Обьем финансовых .средств:  Привлеченных  Собственных | Шт  Долл.СШа  -  Млн.сом | 22 487  1750  -  740,3 | 4000 4100 4360 4600  300 310 300 300  - - - -  289,4 118,8 103,06 371,06 |
| 2 | Реконструкция и модернизация ЭС  Объем финансовых средств  Привлеченных  собственных | Млн.долл.  Млн.сом | 191  2820 | - - - 230  634 660 802 1186 |
| 3 | Ремонтные работы  Объем финансовых собст.средств | Млн.сом | Нет даных илана | Нет данных пргноза |

**Потребность в инвестициях ГП «Кыргызтеплоэнерго» при ГКПЭН КР** на реконструкцию котельных составляет 2,25 млрд. сом на период до 2023г., на капитальный и текущий ремонт котельных и котельного оборудования – 83-85 млн.сом ежегодно, на замену тепловых сетей на пенополиуретановые трубы – 34,37 млн.сом, на установку теловых счетчиков – 473,0 млн. сом.

Потребность в необходимых инвестициях по вариантам нового строительства, вводу новых мощностей, реконструкции и модернизации **ОАО «Бишкектеплосеть**» представлены в табл. 15

Таблица 15. – Необходимые инвестиции по вариантам нового строительства, вводу новых мощностей, реконструкции и модернизации ОАО «Бишкектеплосеть» на 2018-2040гг., млн.сом.

| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед.**  **изм.** | **Объем** | **Стоимость и источники финансирования млн. сом** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | Строительство новых магистральных тепловых сетей 2диаметром 800 мм и  800мм – 2диаметром1000мм | км | 20 | 2500 – привлеченные .инвестиции и собственные средства |
| 2 | Реконструкция существующих магистральных тепловых сетей 2ɵ300мм - 2ɵ 1000мм | км | 150 | 1500 – привлеченные инвестиции и собственные средства |
|  | ИТОГО: магистральные тепловые сети | км | 170 | 17500 |

Таблица 16. – Необходимые инвестиции по реконструкции и модернизации Ошского муниципального предприятий «Теплоснабжения» на 2018-2040гг., млн.сом.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование мероприятий** | **Ед. изм.** | **Кол-во** | **Стоимость и источник финансирования, млн.сом** |
| 1. | Замена тепловых сетей на пенополиуретановые трубы | км | 35 | 2460 – инвестиции, собственные средства и местный бюджет |

Потребность в инвестициях **угольной промышленности** по данным ГП «Кыргызкомур» при ГКПЭН КР приведена в табл.14.

Таблица 14. – Необходимые инвестиции по вариантам нового строительства, вводу новых мощностей, реконструкции и модернизации предприятий угольной промышленности на 2018-2023гг., млн.сом.

| **Наименование мероприятия** | **Сроки ввода** | **Стоимость и источники финансирования млн.сом** |
| --- | --- | --- |
| Новое строительство: Разработка и комплексное освоение Кавакского буроугольного месторождения(месторождения Минкуш,Агулак, Кара-Кече) | | |
| Конкурс на приобретение горно-карьерного оборудования | 2017-2018гг. | 570 млн.сом- инвестиции от  Российско.-Кыргызского. Фонда  44 млн.сомсобств.ср-ва ГП «Кыргызкомур» |
| Горно-карьерное оборудование  для предприятий Южного региона | 2017-2030гг. | 950 млн. сом. Источник не определен |

**Источники финансирования:**

- собственные средства предприятий ТЭК;

- средства, полученные в рамках достигнутых международных соглашений;

- средства, предоставленные партнерами по развитию;

- средства, полученные в рамках климатического финансирования для реализации проектов развития малых ГЭС, солнечных установок, внедрения энергосберегающих технологий и оборудования по приоритетным секторам.

**3.Для выделения собственных средств необходимо финансовое оздоровление энергетических компаний и предприятий ТЭК, что требует оптимизации расходов** путем нормирования затрат по всем статьям. включая фонд оплаты труда и административные расходы, жесткого контроля и искоренения коррупции.

Увеличения доходной части возможно постепенным приведением в соответствии с законами рыночной экономики тарифную политику на регулируемые виды энергоносителей, а также стабильное и надежное функционирование энергетической отрасли и сбалансированность интересов потребителей и энергоснабжающих организаций.

В будущем необходимо стремиться к тому, чтобы тарифы отражали полную стоимость производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, включая затраты на техническое обслуживание, возмещение привлеченных инвестиций и на дальнейшее развитие. Необходимо в перспективе переход **на дифференцированные тарифы по зонам суток, (ограничивающие потребителей использование электроэнергии в утренние и вечерние часы, стимулирующие использование в ночные часы.**

**Введение платы за мощность и присоединение новых потребителей к электрическим и тепловым сетям позволит получать дополнительные доходы от реализации электро- и теплоэнергии..**

Для разработки экономически обоснованных тарифов проведен анализ прогнозных технико-экономических показателей энергетических компаний на основе бизнес-планов в долгосрочной перспективе, уровня инфляции, изменения курса доллара к национальной валюте и другие.. По данным ГАРТЭК при ПКР разработаны несколько вариантов тарифной политики на 2018-2023 годы при этом, до 2023 года будут поддерживаться социально ориентированные тарифы на электро- и теплоэнергию. Действующее в настоящее время внутренне перекрестное субсидирование убытков ТЭЦ за счет прибыли ГЭС необходимо пересматривать в сторону сокращения дефицита средств у производящей компании ОАО «Электрические станции». При установлении тарифов на покупную энергию от ОАО «Электрические станции» для распределительных электрических и тепловых сетей необходимо руководствоваться индикаторами финансовой устойчивости и платёжеспособности, ликвидности и рентабельности энергетических компаний и наименьших их отклонений от нормативных их значений.

В среднесрочной перспективе до 2023 года необходимо постепенно снижать нагрузку на энергетические компании в части оказания ими функций социальной поддержки бытовых потребителей, с выделением необходимых финансовых средств из республиканского/местного бюджетов. Предоставление электрической и тепловой энергии конечным потребителям по социально-ориентированным тарифам должно финансироваться государством, а не энергетическими компаниями.

В последующие годы на втором этапе 2023-2030 гг. с искоренением коррупционных схем в энергетике необходим постепенный переход к разработке и внедрению экономически обоснованной тарифной политики на регулируемые энергоносители. Это должно стать стимулом для развития как энергетических компаний и предприятий, так и рынка независимых сервисных и инжиниринговых услуг в топливно-энергетической сфере и привлечения инвестиций на сооружение новых объектов.

**Финансовое оздоровление угольной отрасли** ожидается за счет преодоления тенденции спада и роста объемов добычи угля.

В результате проведенных структурных преобразований, либерализации и приватизации, угледобывающие предприятия в значительной мере адаптировались к рыночным методам хозяйствования.

Дальнейшая реструктуризация угольной отрасли позволит повысить ее экономическую эффективность, ликвидировать убыточные не перспективные предприятия. В связи с этим на первом этапе в период 2018-2023 гг. необходимо стабилизировать функционирование действующих предприятий путем дальнейшего перевода производственной деятельности угольной отрасли на полную самоокупаемость с централизованным финансированием капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство, усиление работ по поддержанию добычи на предприятиях со стабильными запасами и проведение реконструкции ряда действующих предприятий с целью компенсации выбывающих мощностей.

Основной путь увеличения угледобычи в этот период и в последующем – повышение степени использования имеющихся и вводимых реконструкцией производственных мощностей.

В этот же период должен начаться подъем угольной промышленности, в основном за счет ввода крупных мощностей на шахте «Беш-Бурхан», «Кызыл-Булак», разрезе «Кара-Кече» (участок Центральный), подземного горизонта (+2100м) шахты «Жыргалан» и сохранением достигнутого уровня добычи угля на остальных предприятиях.

Кроме того, необходимо продолжить процедуру акционирования угледобывающих предприятий, имеющих государственную долю. В данном направлении работа ведется по ГП «Кыргызкомур».

Привлечение инвестиций в нефтегазовую отрасль необходимо на проведение геологоразведочных и буровых работ. Здесь также необходимо оптимизировать затраты и доходы увеличить за счет роста добычи нефти и газа и их себестоимости.

**4. Совершенствование институциональных реформ необходимо осуществить в направлении консолидации усилий государственных органов по управлению, регулированию и контролю путем повышения статуса и обеспечения прозрачности деятельности хозяйствующих субъектов предприятий ТЭК с государственной долей акций, что возможно достичь восстановлением Министерства энергетики КР.**

При этом один орган в статусе Министерства энергетики КР должен обеспечить усиление внутренней и внешней энергетической политики путем укрепления государственного (антикризисного) управления, регулирования и контроля, а также налаживания межгосударственных отношений и развитие интеграционных процессов по выходу на международные рынки энергоносителей.

В структуру Министерства необходимо включить семь главных управлений (департаментов): электроэнергетики и электроснабжения, включая ВИЭ; топливных ресурсов, топливо- и теплоснабжения; прогноза спроса на энергоносители и оптимизации топливно-энергетического баланса; энергоэффективности и энергосбережения; энергонадзора и контроля энергетической безопасности на объектах; финансово-экономического анализа и прогноза; внешних связей, инвестиций и реализации перспективных проектов.

Кроме того, необходимо усилить потенциал Государственного агентства по регулированию топливно-энергетическим комплексом при Правительстве КР с осуществлением им всего комплекса функций по регулированию топливно-энергетическим комплексом: защите потребителей от потенциального произвола монополий; обеспечению возможности энергокомпаний финансировать свою деятельность; внедрению конкуренции там, где это экономически целесообразно; контролю за качеством, эффективностью и экономичностью предоставляемых услуг; содействию проведению научно-исследовательских работ; установлению надзора за обеспечением безопасности.

**Эффективность деятельности регулятора должна определяться следующими . факторами**:

• порядком формирования его бюджета;

• соответствием структуры штата сотрудников декларируемым функциям регулирования;

• наличием у сотрудников необходимых профессиональных знаний и навыков в области технологии энергетического производства и экономического анализа финансово-инвестиционной деятельности, бухгалтерского учета, правового обеспечения;

• уровнем оплаты труда сотрудников, обеспечивающим возможность привлекать высококвалифицированные кадры;

• процедурой назначения и освобождения от должности руководителей;

• широтой их полномочий в области получения информации, правом отзыва лицензий и т.д.;

• возможностью и процедурой обжалования их решений.

**Для вывода из кризиса энергетических компаний с государственной долей акций необходимо совершенствование корпоративного управления** с соблюдением основополагающих статей Закона КР «Об акционерных обществах», а также принципов наилучшей международной практики по обеспечению прозрачности их деятельности и включения в состав Совета директоров ОАО независимых директоров (1/3 из общего состава) по рекомендации госоргана, отвечающего за энергетическую политику. В состав Ревизионной комиссии также включать независимых экспертов с внесением коррективов в существующие подзаконные акты.

Необходимо продолжить процедуру акционирования угледобывающих предприятий, имеющих государственную долю и продолжить в данном направлении работу по ГП «Кыргызкомур».

**Повышение эффективности производственной и финансово-хозяйственной деятельности энергетических компаний и предприятий ТЭК требует усиления стратегического и финансового менеджмента** в акционерных компаниях с выводом их из кризиса, интеграции стратегического плана по капитальному и техническому ремонту с финансовым планом, что позволит менеджменту четче определять стратегические и оперативные планы, обеспечить финансовую устойчивость и платежеспособность.

**Национальный энергохолдинг необходимо закрыть** как излишнюю структуру управления энергетическими компаниями затраты на содержание которой включены в тарифы на электро- и теплоэнергию. Для осуществления разумной тарифной политики необходимо снижать все непроизводительные расходы энергетических компаний, пересмотреть фонды оплаты труда, оптимизировать управленческие структуры, внедрять антикоррупционные меры.

**Важное значение имеет восстановление Наблюдательного совета по** инициативе прозрачности в топливно-энергетическом комплексе в целях обеспечения прозрачночти, обоснованности и эффективности принимаемых решений и реализуемой политики в стратегической отрасли.

**Для проведения инновационных исследований** и внедрения результатов НИОКР с оценкой параметров новой техники и энергосберегающих технологий, развитию умных сетей и цифровой энергосистемы за счет повсеместного внедрения основных направлений автоматизации производственных процессов на первом этапе SCADA, АСКУЭ и др., необходимо усилить научные исследования в НИИЭЭ, Институте энергетики и связи при КГТУ им.И.Раззакова, создать Фонд или Центр энергоэффективности и энергосбережения, а также Институт энергетической политики и стратегии.

**Для повышения уровня образования** необходимо внедрить целевую подготовку и переподготовку молодых кадров путем восстановления специалитета на энергетическом факультете КГТУ им. Раззакова с подготовкой полноценных инженер-электриков, управленцев, кризис-менеджеров способных проводить оценку эффективности инвестиционных проектов, владеющих знаниями в сфере экономики и эффективной организации энергетического хозяйства предприятий страны и регионов, основ экономного и рационального использования ТЭР и энергоаудита, энергетического менеджмента и маркетинга, результативности, финансовой устойчивости и платежеспособности энергетических компаний и предприятий ТЭК.

**РАЗДЕЛ Е. Благоприятные предпосылки, риски и необходимые меры для реализации Концепции**

**1. Благоприятные предпосылки:**

- минимальное воздействие природно-климатических условий на производство электроэнергии крупными и малыми ГЭС;

- необходимость восполнения дефицита энергоресурсов в связи с ростом энергопотребления и предупреждения угроз ЭБ страны и регионов;

- реализация проекта CASA-1000, предусматривающего торговлю и передачу электроэнергии в летний период из КР и РТ в Исламскую Республику Пакистан;

- восстановление интеграционных связей с вхождением КР в ЕАЭС и участие в формировании единого рынка электроэнергии, природного газа, нефти и нефтепродуктов; единых подходов в формировании ТЭБ;

- содействие международных организаций по развитию устойчивой энергетики, реконструкции, модернизации оборудования на существующих энергетических объектах, финансированию сооружения новых объектов;

- предоставление льготного кредитования при сооружении новых объектов, при реконструкции и модернизации существующих;

- решения Парижской климатической конференции по смягчению последствий изменения климата и поддержки стран с преимущественным производством и использованием ВИЭ;

- повышение уровня осознания лиц, принимающих решения, по обеспечению ЭБ КР в контексте продвижения к устойчивому развитию и взаимодействию со странами ЕАЭС;

- реализация антикоррупционных мер в энергетике;

- совершенствование нормативно-правовой базы в области организации, управления, регулирования и контроля деятельности предприятий ТЭК.

**2. Риски и вызовы:**

- стихийные бедствия, техногенные катастрофы;

- потепление климата и сокращение площади ледников, снежников и водности больших и малых рек;

- внедрение экономических механизмов по компенсации от стран низовья за накопление и регулирование водных ресурсов в ЦА;

- отсутствие между странами ЦА устойчивого взаимовыгодного сотрудничества в водно-энергетической сфере;

- утеря доверия потенциальных инвесторов на перспективные проекты развития;

- неосведомленность населения о реальных затратах на производство электроэнергии, теплоэнергии, уголь и импорт природного газа и нефти;

- определение цен и тарифов на регулируемые энергоносители не под влиянием рыночной конъюнктуры, а административными и политическими решениями;

- ограниченность финансовых ресурсов для развития из-за экономически необоснованных тарифов на энергоносители и низкой исполнительской дисциплины условий договоров и соглашений;

- низкий уровень финансового менеджмента на предприятиях ТЭК и ограниченность собственных финансовых ресурсов для:

* сооружения новых ГЭС и ТЭС;
* переоснащения и модернизации технологического оборудования, линий электропередач, подстанций и средств релейной защиты и автоматики;
* разработки и внедрения новых нормативов по оптимизации затрат на операционную деятельность предприятий ТЭК;
* разработки стандартов энергоэффективности и контроля над их соблюдением и их своевременного внедрения в производство;
* поддержки энергетической науки и проведения НИОКР;
* подготовки и переподготовки кадров;
* прогнозирования спроса на энергоносители и оптимизации ТЭБ страны и регионов, реализации политики в сфере энергосбережения, энергоэффективности, экологии;
* проведения изыскательских работ по подтверждению геологических запасов углеводородного топлива и открытию новых

**3.Реализация проекта Концепии** требует разработки мер и действий, который сводятся в единый унифицированный формат - **План мер по реализации Концепции развития ТЭК по этапам на период до 2040,** который становится неотъемлемой частью.

Что особенно важно, подготовленный в едином формате План действий по реализации стратегий является: (1) основой для проведения процедуры бюджетирования Плана и (2) основой для разработки индикаторов мониторинга и оценки результатов реализации Плана.

При разработке мер важной процедурой является **экспертная оценка покрытия предлагаемыми мерами решение той или иной задачи** через индикаторы результата. В случае слабости предложенных мер рекомендуется вновь пересмотреть их и усилить так, чтобы решение поставленной задачи не вызывало сомнений и надёжно покрывалось предложенным набором мероприятий/действий/инструментов.

**Список сокращений**

**АБР** – Азиатский банк развития

**АИИСКУЭ** – автоматизированная измерительно-информационная система коммерческого учета электроэнергии

**ВИЭ** – возобновляемые источники энергии

**ВВП** – валовой внутренний продукт

**ГАООСЛХ при ПКР** - Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства при Правительстве Кыргызской Республики

**ГАР ТЭК при ПКР** –Государственное агентство по регулированию ТЭК при ПравительствеКыргызской Республики

**ГКПЭН КР** – Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики

**ГЭП** – Государственная энергетическая политика

**ЕАЭС** – Евразийский экономический союз

**ЖКХ** – жилищно-коммунальное хозяйство

**КР** – Кыргызская Республика

**НИОКР** – научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа

**ОАО «НЭСК»** – открытое акционерное общество «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»

**ОАО «ЭС»** – открытое акционерное общество «Электрические станции»

**ОЗП** – осенне-зимний период

**ОЭС** – объединенная энергетическая система

**ПГ** – парниковые газы

**ПС** – подстанция

**РК** – Республика Казахстан

**РТ** – Республика Таджикистан

**РУз** – Республика Узбекистан

**РФ** – Российская Федерация

**РЭК** – распределительные электросетевые компании

**СНГ** – Содружество Независимых Государств

**ТЭБ** – топливно-энергетический баланс

**ТЭК** – топливно-энергетический комплекс

**ТЭР** – топливно-энергетические ресурсы

**ЦА** – Центральная Азия

**ЦАР** – Центральноазиатский регион

**ЦАРЭС** – Центральноазиатское экономическое сотрудничество

**ЭБ** – энергетическая безопасность