

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Правительства
Кыргызской Республики
от «___» _____ 2016 года № _____

**КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ
КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

• **Содержание**

1. Анализ и оценка текущей ситуации в обеспечении топливно-энергетическими ресурсами страны и регионов	3
1.1. Природные топливно-энергетические ресурсы и оценка их освоения	3
1.2. Анализ топливно-энергетического баланса страны и регионов	5
1.3. Оценка ситуации с обеспечением энергетической безопасности (по ключевым индикаторам: достижения и проблемы)	7
1.4. Оценка институциональных реформ, антикоррупционных мер и нормативно-правовой базы развития энергетики	15
1.5. Оценка индикаторов по экономическому блоку и проблемы финансового оздоровления предприятий ТЭК	18
1.6. Оценка индикаторов по социологическому блоку, проблемы и их решения	21
1.7. Оценка индикаторов по экологическому блоку и проблемы продвижения устойчивого развития	22
2. Целевые установки Концепции	24
3. Приоритеты государственной энергетической политики	24
4. Задачи по приоритетам и политика мер	25
4.1 Задачи по приоритету «Устойчивая энергетика: обеспечение энергетической безопасности и предотвращение глобального изменения климата»	25
4.2. Задачи по приоритету «Институциональные реформы: усиление стратегического управления и менеджмента, нормативно - правовой базы и инновационного развития энергетики» :	28
4.3. Задачи по приоритету «Финансовое оздоровление: тарифная политика, обеспечение финансовой устойчивости и эффективности энергетических компаний и предприятий ТЭК»	29
4.4. Задачи по приоритету «Управление спросом на энергоносители, энергоэффективность экономики, формирование рациональной структуры ТЭБ страны и регионов» :	30
4.5. Задачи по приоритету «Энергосбережение и минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду, здоровье населения и продвижение к устойчивому развитию страны и регионов»	31
4.6. Задачи по приоритету «Укрепление внешней энергетической политики и вхождение на международные рынки торговли электроэнергией»	32
5. Ожидаемые результаты	33
5.1. Обеспечение надежности и устойчивости энергоснабжения	33
5.2. Обеспечение надежности топливоснабжения потребителей	36
5.3. Оценка структурных сдвигов по энергоносителям показывает:	37
5.4. Обеспечение энергоэффективности будет достигнуто	38
5.5. Укрепление внешней энергетической политики КР	39
6. Оценка рисков и вызовов	40
7. Оценка необходимых финансовых ресурсов и источников их покрытия	42
7.1 Оценка необходимых инвестиций	44
7.2 Источники финансирования	45
8. Реализация Концепции и мониторинг за ходом ее исполнения	45
Приложения	45
Список сокращений	46

Кыргызская Республика (КР) обладает достаточными запасами топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Однако, потенциальные возможности топливно-энергетического комплекса (ТЭК) реализуются в недостаточной мере. ТЭК КР, являющийся основным сектором в обеспечении устойчивого социально-экономического развития страны, в настоящее время находится в кризисном состоянии. Оценка энергетической политики государства показывает наличие угроз энергетической безопасности страны, включая регионы, обусловленных как внешними, так и внутренними факторами. Одним из главных внешних факторов, связанных с дезинтеграционными процессами в регионе ЦА, помимо роста мировых цен на углеводородное топливо, является утрата позиций КР в управлении водно-энергетическими ресурсами (ВЭР) в бассейне рек Нарын и Сырдарья. Внутренним фактором проявления угроз является нерациональная структура топливно-энергетического баланса (ТЭБ) страны. Предприятия отраслей ТЭК характеризуются низкими экономическими показателями развития, проявлением коррупционных схем, физической и моральной изношенностью основного оборудования на объектах, высоким уровнем потерь энергии, хроническим дефицитом финансовых средств, повышенной аварийностью в энергетических сетях и, как следствие, отключениями и недопоставками энергоносителей потребителям, что приводит к упущенной выгоде в экономике страны и росту социальной напряженности в обществе. В целях повышения эффективности развития ТЭК и ликвидации коррупционных схем, Советом обороны КР предложен Детализированный план реализации мер по противодействию системной коррупции в энергетике КР от 5 марта 2014 года, согласно которому (п. 23) Министерству энергетики и промышленности КР поручено разработать и утвердить в установленном порядке «Концепцию развития энергетики КР, в том числе сетей, мощностей ОАО «НЭС Кыргызстана» и распределительных компаний» (далее - Концепция).

Концепция разработана в соответствии с Законами КР «Об энергетике», «Об электроэнергетике», «О нефти и газе», «Об угле», «Об энергосбережении», «О возобновляемых источниках энергии», регламентирующей деятельность ТЭК страны и учитывает следующие документы:

- Национальная энергетическая программа на 2008-2010 гг. и стратегия развития ТЭК до 2025 года, утвержденная Жогорку Кенешем КР от 14 апреля 2008 г.;

- Национальная стратегия устойчивого развития КР на период 2013-2017 годы (Указ Президента КР № 11 от 21 января 2013 года);

- Программа по переходу к устойчивому развитию КР на 2013-2017 годы, одобренная постановлением Правительства КР № 218 от 30 апреля 2013 года;

- Концепция развития малой гидроэнергетики КР до 2017 года, утвержденная постановлением Правительства КР № 507 от 20 июля 2015 года;

- Программа Правительства КР по энергосбережению и планированию энергоэффективности на 2016-2017 гг., утвержденная постановлением Правительства КР № 601 от 25 августа 2015 года.

Концепция является документом, определяющим цели, ключевые задачи и основные направления среднесрочной и долгосрочной энергетической политики государства, а также механизмы ее реализации. Разработана в соответствии с Методологией по стратегическому планированию устойчивого развития, утвержденной приказом Министра экономики КР № 45 от 27 февраля 2015 года и приказом Министра энергетики и промышленности КР № 65 от 30 апреля 2015 года.

1. Анализ и оценка текущей ситуации в обеспечении топливно-энергетическими ресурсами страны и регионов

1.1. Природные топливно-энергетические ресурсы и оценка их освоения

Кыргызская Республика (КР) обладает достаточными запасами топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), в том числе значительными запасами углей и около 30% гидроэнергетических ресурсов центральноазиатского региона (ЦАР). Потенциальные возможности развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) реализуются в недостаточной мере - в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ) доля импорта энергоносителей составляет 21,4%¹, что оказывает отрицательное влияние на надежность энерго- и топливоснабжения страны и регионов.

Ресурсы угля. На территории республики к настоящему времени известно около 70 месторождений и углепроявлений с прогнозными запасами в объёме 6,4 млрд.т, из них промышленные по категории А+В+С₁ - 1350 млн.т и С₂ - 1053 млн.т. Преобладающая их часть (65%) или 5,2 млрд.т бурые угли Сулюктинского, Кызылкийского, Шурабского, Алмалыкского, Кавакского угольных месторождений. На долю запасов каменного угля приходится 1,08 млрд.т или 35%, сосредоточенных в крупнейшем Узгенском бассейне, а также в Кок-Янгакском, Таш-Кумырском и Тегенекском месторождениях, запасы коксующихся углей составляют 119,6 млн.т. За последние 10 лет добыча угля возросла в 5,4 раза и составила в 2014 г. 1803,3 тыс.т. Уровень освоенности промышленных запасов угля составляет 0,13%. Добычу угля осуществляют 36 угольных компаний с различной формой собственности, подземным способом осуществляют добычу 6 шахт и открытым способом - 20 компаний. Образовано одно госпредприятие «Кыргызкомур» с филиалом участка на разрезе Кара-Кече, которое является одним из перспективных месторождений по добыче угля с запасами свыше 435 млн.т, пригодных к использованию для производства электро-,

¹ Топливо-энергетический баланс Кыргызской Республики за 2014 год, Нацстатком КР

теплоэнергии и экологических брикетов на нужды отопления населения Нарынской, Иссык-Кульской и Чуйской областей.

Ресурсы нефти и газа. Промышленные запасы незначительны: по нефти составляют 88,506 млн.т, извлекаемые - 11,16 млн.т, по природному газу – 4203,9 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%) и обусловлен отсутствием финансовых средств на эксплуатационное бурение. Добыча нефти за последние 10 лет возросла в 1,05 раза и составила в 2014 г. 82,0 тыс.т, добыча газа - в 1,3 раза и составила в 2014 г. 32,5 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.

В целях дальнейшего освоения нефтегазовых месторождений и увеличения добычи нефти и природного газа, в 2007 году подписано Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на перспективных площадях запасов нефти и газа между КР и ОАО «Газпром». Утверждена Поэтапная программа геологического изучения недр на площадях «Кугарт» и «Восточный Майлуу-Суу-IV». Ориентировочные затраты на выполнение поисково-оценочного этапа составят порядка более 100 млн. долл.США, а затраты на выполнение разведочного этапа – 61,9 млн. долл.США. При этом при выполнении работ поисково-оценочного этапа ожидаемый прирост запасов газа составит: 0,8 млрд. м³, нефти – 200 тыс. т.

При выполнении объемов работ разведочного этапа ожидаемый прирост запасов газа составит 1,3 млрд. м³, нефти – 300 тыс. т.

Добычу нефти и газа осуществляет ОАО «Кыргызнефтегаз», переработку - НПЗ АО «Кыргызпетролиум», который спроектирован на переработку 250 тыс.т сырой нефти в год и несколько меньшего объема альтернативного сырья, такого как газовый конденсат, дистилляты, некондиционные нефтепродукты, находящиеся на территории Джалал-Абадской области. По итогам 2014г. НПЗ АО «Кыргызпетролиум» переработано 75,22 тыс.т. сырья.

КР обладает высоким валовым потенциалом гидроэнергетических ресурсов, которые формируются в стоковых бассейнах рек и оцениваются Институтом водных проблем и гидроэнергетики АН КР в 245,2 млрд.кВт.ч, из них технически возможный к освоению составляет 142,5 млрд.кВт.ч, а экономический или производственный потенциал 60 млрд. кВт.ч. Уровень освоенности составляет валового потенциала - 6%, технического - 10%, экономического или производственного - 24%. Однако, эти оценки не учитывают возможное снижение гидроэнергетического потенциала, связанное с ожидаемым изменением климата при благоприятном сценарии -

RCP2.6 до 51 млрд.кВт.ч, а для наиболее неблагоприятного сценария - RCP8.5 до 36 млрд.кВт.ч.²¹

Наиболее освоенным является бассейн реки Нарын, где действуют Нижне-Нарынский каскад ГЭС с водохранилищами многолетнего (Токтогульское проектным объемом -19 млрд.м³) и сезонного регулирования (Курпсайское, Ташкумырское, Шамалдысайское и Учкурганское). Производство электроэнергии зависит от природно-климатических условий и водности бассейна р.Нарын и ее притоков. При этом циклы маловодности и многоводности чередуются каждые 3-4 года. За последние 10 лет выработка электроэнергии на ГЭС снизилась на 6% и составила в 2014 г. 14,42 млрд.кВт.ч (маловодный год). В многоводье выработка электроэнергии достигает в среднем 15 млрд.кВт.ч. Основные генерирующие мощности - Нижне-Нарынский каскад ГЭС установленной мощностью 2860 МВт, расположенный на территории Джалал-Абадской области, Атбашинская ГЭС мощностью 40 МВт в Нарынской области входят в состав ОАО «Электрические станции». Зависимость выработки электроэнергии от климатических условий привел к дефициту зимней электроэнергии в объеме -2,4 млрд.кВт.ч в 2014 г., что обусловило импорту ее из соседних стран.

В то время как **в стране есть значительный потенциал ВИЭ** и основными видами которых являются энергия малых рек и водотоков, солнечная энергия, ветровая энергия, энергия геотермальных вод и энергия биомассы.

Суммарный валовый гидроэнергетический потенциал обследованных на территории республики малых рек и водотоков, с расходом воды от 0,5 до 50 куб. м/с, превышает 80 млрд. кВт.ч в год, из них технически приемлемый к освоению составляет в среднем 6 млрд. кВт.ч. Уровень их освоенности составляет - 0,000003%. Производство электроэнергии малыми ГЭС в КР осуществляет ОАО «Чакан ГЭС», на балансе которого состоит каскад Аламединских ГЭС суммарной мощностью 29,78 МВт. На самостоятельном балансе находятся Быстровская ГЭС - 8,7 МВт, Калининская ГЭС - 1,6 МВт, Найманская ГЭС - 0,6 МВт, Иссык-Атинская ГЭС - 1,6 МВт и Аксуйская ГЭС - 0,5 МВт. Суммарная выработка электроэнергии малыми ГЭС за 2014 г. составила 151 млн.кВт.ч.

Расчётный, технически доступный для использования, энергетический потенциал сельскохозяйственной и лесной биомассы составляет в год более 12,0 тыс. ТДж. по данным Центра проблем использования ВИЭ КР.

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

2 Проект Третье национальное сообщение Кыргызской Республики по рамочной Конвенции ООН по изменению климата. ГАОАС и ЛХ, Центр климата. Бишкек. 2016 г.

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 объемов добычи углеводородного топлива испытывает дефицит энергоресурсов, что подтверждается анализом топливно-энергетического баланса страны и регионов.

1.2. 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 2005-2014 гг. показывает, что объем производства ТЭР в республике увеличился за этот период на 9,3% при росте потребления на 25,7%, что существенно усложнило процесс удовлетворения спроса потребителей на энергоносители из-за их дефицита.

В структуре формирования ТЭР уменьшилась доля собственного производства ТЭР с 78,2% в 2005 г. до 73,4% в 2014 г. Увеличилась доля их импорта соответственно с 18,2% до 21,4%, что привело к ежегодным утечкам валютных средств (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 80,4% в 2014 г., при сокращении экспорта ТЭР с 19,5% до 2,2% 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 2014 г. на 36,4% 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 2005-2013 гг. потребление ТЭР ЖКХ и населением увеличилось в 1,93 раза, на строительные-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-Алабадская 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-

Кульская области, 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 в 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 Баткенской областей.

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, низкий уровень их освоенности, 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.

1.3. Оценка ситуации с обеспечением энергетической безопасности (по ключевым индикаторам: достижения и проблемы)

Энергетическая безопасность (далее - ЭБ) является минимально необходимым условием функционирования и стратегического развития ТЭК, а также всей социально-экономической политики государства. Несоблюдение этого условия приводит не только к угрозе энергетического кризиса, но и, в силу высокой зависимости развития страны от энергетического фактора, к угрозе ее экономической, продовольственной и экологической безопасности. На ЭБ влияют внешние и внутренние факторы.

К внешним факторам относятся: природные (истощение природных ресурсов), климатические (глобальное потепление, стихийные бедствия); геополитические (зависимость от импорта ТЭР, дискриминационные действия отдельных государств и др.), макроэкономические (неустойчивая мировая конъюнктура цен на топливо, дефицит инвестиций и др.).

Внутренние факторы: нерациональная структура ТЭБ, финансовая дестабилизация из-за кризиса неплатежей, ценовая и тарифная политика с учетом социально уязвимых слоев населения, дефицит инвестиций и износ основных средств, высокий уровень энергоемкости экономики и снижение ее конкурентоспособности, резкое сокращение объемов геологоразведочных работ и отсутствие резервных промышленных запасов, низкий уровень природоохранной деятельности и экологической безопасности, невыполнение условий международных соглашений по минимизации

воздействия ТЭК на окружающую среду и др. Их учет является важным для КР.

Использование ключевых индикаторов для оценки состояния ЭБ позволяет проанализировать ситуацию и обозначить достижения и проблемы.

Оценка индикаторов ЭБ по блоку *топливообеспечения* показала что:

1) по обеспеченности потребности в ТЭР собственными энергоносителями произошло ее сокращение с 81% в 2005 г. до 53% в 2014 г., в том числе электроэнергии ГЭС с 76,5% до 55,4% (при предкризисном пороге 70% и кризисном 50%), что является угрозой ЭБ и объясняется снижением выработки электроэнергии на ГЭС из-за маловодья в бассейне р. Нарын и сработкой Токтогульского водохранилища до критического уровня. Дефицит электроэнергии частично компенсировался ростом добычи угля и увеличением его доли в покрытии потребности в ТЭР с 2,96% в 2005 г. до 22,9% в 2014 г. Доля собственной добычи нефти и газа ввиду незначительных их объемов в покрытии потребности в ТЭР имеет тенденцию к сокращению: нефти с 1,74% в 2005г. до 1,4% к 2014 г., природного газа с 0,46 до 0,3%;

2) по оценке обеспеченности собственным топливом для производства электро- и теплоэнергии доля угля составляла в 2005 г. 2,7% и увеличилась до 28% в 2011 г. и до 64% в 2013 г. за счет поставки с разреза Кара-Кече, при кризисном пороге 50%. Это уже является положительной тенденцией в предупреждении угроз ЭБ и снятия зависимости от одного источника - импорта угля из Казахстана.

Однако в целом по республике импорт угля имеет тенденцию роста с 981,3 в 2005г. до 1297 тыс.т в 2014г. или в 1,32 раза;

3) по оценке обеспеченности собственным топливом ЖКХ и населения доля местного угля составляла в 2005 г.-13,4% и возросла до 30% в 2014 г., но еще ниже кризисного порога 50%. В целом потребность в угле увеличилась за этот период почти в 3 раза, что является положительной тенденцией.

По блоку производства электроэнергии (ОАО «ЭС», ОАО «Чакан ГЭС») анализ баланса электроэнергии показывает, что:

1) произошло снижение производства электроэнергии за период 2005-2014 гг. на 6%, в то время как темпы роста потребления составили 148% и соответственно существует дефицит в объеме 2,4 млрд.кВт.ч, который покрывался за счет ограничений и отключений, а также импорта из энергосистем Таджикистана и Казахстана;

2) ввод новых мощностей отстает от темпов роста нагрузки в энергосистеме, что является угрозой ЭБ, так как за последние десять лет был построен и введен в действие только 1 агрегат на 120 МВт Камбаратинской ГЭС - 2, что явно недостаточно так как темпы роста ввода мощностей должны опережать темпы роста нагрузки в энергосистеме и обеспечивать резерв выше кризисного порога 1,15;

Доля ввода объектов в общей установленной мощности электростанций составила 3,2%, при пороговом значении этого индикатора по обеспечению энергетической безопасности 25%, характеризующимся как кризисный показатель

3) по обеспечению надежности покрытия базовой части нагрузки в энергосистеме начата реконструкция ТЭЦ-1 г. Бишкек с увеличением электрической мощности на 146 МВт, ведутся переговоры с Газпромом КР по поставке природного газа для ТЭЦ-2 с восстановлением и вводом ее в действие в перспективе;

4) по обновлению основных фондов электрических станций, износ которых достиг до 70-93% (при кризисном пороге - 25%) с превышением нормативов сроков эксплуатации (25-30 лет), для предотвращения аварийности начаты реконструкции Уч-Курганской ГЭС, Атбашинской ГЭС, Токтогульской ГЭС и малой Аламединской ГЭС.

По блоку передачи электроэнергии (ОАО «НЭС Кыргызстана»):

1) сохранены электрические сети всех классов напряжений и функционирование кыргызской энергосистемы в составе объединенной энергетической системы Центральной Азии (ОЭС ЦА). Энергосистема КР в силу географических условий разделена на северную и южную части и 81% вырабатываемых энергетических мощностей располагаются на юге, в то время как более 60% вырабатываемой электроэнергии потребляется северными регионами республики. До августа 2015 г. север и юг республики были связаны линией 500 кВ «Токтогульская ГЭС – Фрунзенская» напрямую и через энергосистемы Узбекистана и Казахстана энергокольца 500 кВ ОЭС ЦА. В случае аварии на одной из этих линий или возможного выхода какой-либо из энергосистем Узбекистана или Казахстана из ОЭС ЦА возникала необходимость вводить ограничения потребления энергии в северных регионах на 50%, в южных регионах – до 90%;

2) проблема обеспечения энергетической независимости решена 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 позволит дополнительно передавать электроэнергию с Нижне-Нарынского каскада ГЭС потребителям Чуйской и Иссык-Кульской областей и повысить устойчивость энергоснабжения северных регионов страны с сокращением затрат на транзит мощности.

Кроме этого в перспективе намечено строительство линий электропередач 220 кВ – 223 км, 110 кВ – 100 км и подстанций 220кВ: «Каракол» в Иссык-Кульской области, «Учкун» в Чуйской области, «Караван» в Джалал-Абадской области, а также 110 кВ: «Раззакова» в Баткенской области и 4 подстанций в г. Бишкек, реконструкции 4-х подстанций 220 кВ (Узловая, Алай, Октябрьская, Кристалл) и строительство 8-ми ЛЭП 220 кВ общей протяженностью 248 км.

Следует отметить, что независимость электроснабжения отдельных потребителей Баткенской области, питающихся от ВЛ 110 кВ

«Хаджибакирган - Арка» и от ВЛ 35 кВ «Ленинабад - Лейлек» энергосистемы Таджикистана, еще не обеспечена.

3) Сохраняются высокие потери электроэнергии до 6,03% по итогам 2014 г. и 5,13% по итогам 9 мес. 2015 г., 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, особенно в осенне-зимний отопительный период (ОЗП). В этой связи перед передающей энергокомпанией стоят задачи сокращения потерь и доведения до нормативного уровня - 4 %.

По блоку распределения электроэнергии по электрическим сетям низкого напряжения (ОАО «Северэлектро», «Жалалабатэлектро», «Ошэлектро», «Востокэлектро»):

1) достигнуто **сокращение потерь** электроэнергии с 5,135 млрд.кВт.ч в 2005 г. до 2,005 млрд.кВт.ч в 2014 г. или от ее общего производства с 34% до 16,5% в 2014 г., что еще выше нормативного уровня потерь 10-12%. Планируется до 2017 года уровень потерь электроэнергии в РЭК довести до 12%.

Положительным фактором является сокращение коммерческих потерь с 21% в 2005 г. до 0,9% в 2014 г. в соответствии с предпринимаемыми мерами по проведению пофидерного учета электроэнергии, с внедрением автоматизированной измерительно - информационной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ) в основном ОАО «Северэлектро».

2) **повышение износа** основных средств достигло 35,3% по ОАО «Северэлектро», 53% по «Жалалабатэлектро», 52,8% по «Ошэлектро», 47,7% по «Востокэлектро» при кризисном пороге - 25%.

3) сбор денежных средств улучшился и составил в 2014 г. - 97,3% от выставленных счетов, но имеется рост дебиторской задолженности бюджетных потребителей.

5) проблемами остаются перегрузки электрических сетей и подстанций в зимнее время, особенно на окраинах г. Бишкек, где образовано порядка 52 жилых массива, в Чуйской области свыше 140 новостроек, вокруг г. Ош – 8 новостроек, г. Джалал-Абада – 10 новостроек, в Иссык-Кульской области – 55 новостроек. Жители указанных массивов самовольно и в стихийном порядке строят линии электропередач, впоследствии, требуя бесперебойное и качественное электроснабжение со стороны распределительных энергетических компаний, что в конечном итоге приводит к социальной напряженности, особенно в ОЗП.

В этой связи, предлагается четкое определение функций органов местного самоуправления в части строительства инженерных коммуникаций, в том числе энергоснабжения, за счет средств республиканского бюджета. Указанные дополнения необходимо вносить в Законы КР «О градостроительстве и архитектуре Кыргызской Республики», «О местном самоуправлении».

Перед распределительными энергетическими компаниями стоят задачи по построению беспроводных каналов связи на основе высокотехнологического оборудования, разработке и внедрению биллинговой системы, работающей в режиме реального времени и адаптированной к АИИСКУЭ, повышению пропускной способности распределительных электрических сетей с использованием СИП-проводов для снижения рисков ограничения потребителей и возникновения аварий и отключений.

По блоку теплоэнергетика и теплоснабжение. Централизованное теплоснабжение существует в 4 городах. В г. Бишкек снабжается 85% жилой площади, в г. Ош – 35 - 40%, г. Кызыл-Кия - 60%, г. Каракол на 26%. Источником тепловой энергии в г. Бишкек служит ТЭЦ-1 и 62 котельные КП «Бишкектеплоэнерго», из них 24 - на угле, 26 - на природном газе, 1 – на мазуте и 12 - на электроэнергии. ТЭЦ-2 в настоящее время не работает. Теплоснабжение осуществляется ОАО «Бишкектеплосеть», имеющем на балансе 430 км тепловых сетей и 19 насосных станций. Децентрализованное теплоснабжение осуществляется от 133 котельных ГП «Кыргызжилкоммунсоюз» из которых 29 - на природном газе, 22 - на мазуте, 50 - на угле и 32 - на электроэнергии с потреблением 62,2 млн.кВт.ч в год. Основными потребителями являются население и бюджетные организации: школы, больницы, вузы и т.д.

Выработка теплоэнергии ТЭЦ и котельными снизилась с 3,5 млн.Гкал в 2005 г. до 3,3 млн.Гкал в 2014 г., при этом расход топлива составил 5200 тыс.т.у.т. в год. Себестоимость тепловой энергии составляет 1026 сом/Гкал на ТЭЦ и 3728 сом/Гкал на котельных, которая не покрывается действующим тарифом. Убытки от производства электро- и теплоэнергии на ТЭЦ покрывались до 2014 г. прибылью от реализации электроэнергии на ГЭС. На котельных «Бишкектеплоэнерго» и «Кыргызжилкоммунсоюз» разница между себестоимостью и тарифом покрывается за счет городского бюджета. Действующие тарифы на тепловую энергию не позволяют создать бюджет развития существующего теплосетевого комплекса (реконструкция, модернизация). Данная проблема может быть частично решена путем введения платы за присоединенную мощность. 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 тепла к тепловым сетям. Проводимая в настоящее время реконструкция ТЭЦ-1 не обеспечит растущую потребность в тепловой энергии г. Бишкек в перспективе, для этого необходима дополнительная генерация тепловой энергии, нужны масштабные целевые инвестиции в реконструкцию теплосетевого комплекса, в обеспечение средствами учета тепла и горячей воды, в реконструкцию индивидуальных тепловых пунктов и насосных станций, так как износ основных фондов превысил 70% при его кризисном пороговом значении 25%. В связи с этим ОАО «Бишкектеплосеть» в перспективном плане развития на 2015-2017 гг. предусмотрено развитие теплосетевого комплекса

от ТЭЦ-1 согласно Генплана развития г.Бишкек на период до 2025 года с ориентировочной стоимостью 600 млн.сомов.

Прорабатывается вопрос по реабилитации Бишкекской ТЭЦ-2 на природном газе. ОАО «Газпромпромгаз» подготовлено заключение по результатам предварительной оценки перспектив реабилитации незавершенного строительством ТЭЦ-2 г. Бишкек и внесено на рассмотрение ОАО «Газпром». «ОАО «Бишкектеплосеть» по данному вопросу также разработан план развития теплосетевого комплекса от ТЭЦ-2 до насосных станций до 2028 года с ориентировочной стоимостью 1,2 млн. сомов.

Ведется работа по переводу подведомственных котельных ГП «Кыргызжилкоммунсоюз» на альтернативные виды топлива (уголь и природный газ) в целях уменьшения нагрузки на электрические сети республики и замещению электроэнергии. Разработан План поэтапного перевода котельных подведомственных предприятий на альтернативный вид топлива на период 2015-2017 гг. Согласно данного плана завершается реконструкция котлов в Нарынском межрайонном производственном объединении теплоснабжения и Каракольском предприятии «Жылуулук». При этом в г. Нарын из 22 электрокотельных планируется 2 перевести на уголь и 3 подключить к системе тепловых сетей Центральной котельной, перевести на уголь остальные котельные не имеется возможности по техническим причинам.

Ошским предприятием теплоснабжения закуплены 13 модульных угольных котельных, которые будут обслуживать 137 многоэтажных домов в г. Ош. По г. Балыкчи планируется перевести 2 котельные на уголь, с установкой 5 новых котлов. Беловодским МПО и ТВС планируется перевод одной электрокотельной на уголь. Бостеринским ПТС планируется перевод одной электрокотельной на уголь.

Гораздо большего эффекта можно добиться путем развития передовых технологий теплоснабжения – солнечных установок, тепловых насосов, биогазовых энергоустановок в сельской местности, а также использования геотермальных источников для курортно-оздоровительных комплексов и населенных пунктов вблизи них. Анализ существующей ситуации с использованием ВИЭ показывает, что с принятием Закона КР «О ВИЭ» в 2008 г. нет никаких существенных изменений, за исключением введения в эксплуатацию нескольких микро-ГЭС, биогазовых и солнечных установок по демонстрационным проектам. Освоение потенциала ВИЭ для получения электрической энергии, горячей воды и биогаза позволит аккумулировать больше энергии в водохранилищах Нижне-Нарынского каскада с последующим использованием в осенне-зимний период и сокращения ее дефицита.

Особое внимание необходимо уделить энергоэффективности общественных и жилых зданий. Общественным фондом ЮНИСОН совместно с международными организациями разработан законопроект КР «Об энергетической эффективности зданий» утвержденный Жогорку Кенешем КР. Проводится целенаправленная работа по утеплению жилых

домов населения с предоставлением льготного кредитования имеются результаты по экономии энергоносителей. В соответствии с Программой по переходу Кыргызской Республики к устойчивому развитию на 2013-2017 годы (п. 8.6. Развитие строительной отрасли), планируется уже к 2017 г. обеспечить снижение потребления энергии вводимыми зданиями на 30 – 40% по сравнению с современным состоянием. Это снижение планируется достичь за счет выполнения современных требований по энергоэффективности зданий согласно СНиП КР 23-01:2009, Строительная теплотехника (тепловая защита зданий) и СНиП КР 23-101:2009, Проектирование тепловой защиты зданий.

В обеспечении топливом произошли структурные сдвиги в сторону уменьшения доли природного газа и угля из-за роста цен на них и перехода большей части населения на электроотопление и электропищеприготовление. Однако при снижении производства электроэнергии в маловодные годы были предприняты меры по повышению добычи угля с 335,3 тыс.т в 2008 г. до 1,803 млн.т в 2014г., 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 бурого угольные 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 (Китай, Узбекистан, Таджикистан);
- сохранение и наращивание объёмов поставок угля на цементные предприятия для использования в технологических целях на юге страны.

Износ оборудования в угольной промышленности, недостаток оборотных средств, высокая дебиторская задолженность потребителей негативно влияют на качество ремонтных работ горной техники, автодорог, своевременность проведения вскрышных работ для подготовки фронта добычи угля. В результате угольная промышленность нуждается в срочном вливании инвестиций. В связи с этим в целях комплексного и рационального освоения месторождения бурого угля Кара-Кече распоряжением Правительства КР образована межведомственная конкурсная комиссия для разработки условий и порядка проведения конкурса. В январе 2016 года Правительством КР утверждены условия проведения конкурса на разработку месторождения Кара-Кече, строительство Кара-Кечинской ТЭС и железной дороги Балыкчы-Кара-Кече.

В газоснабжении страны ежегодные поставки природного газа в республику осуществлялись согласно заключённым договорам ОАО «Кыргызгаз» с АО «КазТрансГаз» в пределах 350-400 млн.м³, из них потребление по Северному региону 250 млн. м³ и 100 млн. м³ по Южному региону. За последние годы цена газа увеличилась почти в 8-10 раз. Из-за роста цен произошло резкое сокращение его использования с 639,9 млн.м³ в 2008 г. до 239 млн.м³ в 2014 г. При этом ГП «Узбекнефтьгаз» в самый

холодный период отключал природный газ, что совпадало с маловодьем и ограничениями электропотребления и усугубляло кризисную ситуацию. Для снятия зависимости от одного поставщика природного газа и улучшения газоснабжения страны и регионов, АО «Кыргызгаз» в 2014 г. было продано ОАО «Газпром» РФ, которая взяла на себя обязательства по выплате долгов, реконструкции устаревших газораспределительных сетей и бесперебойному обеспечению потребителей КР природным газом. Было образовано ОсОО «Газпром - Кыргызстан». Проектным институтом ОАО «Газпром» РФ была разработана, обсуждена и утверждена в Правительстве КР в 2015 г. новая Генеральная схема газоснабжения и газификации КР на период до 2030 г., реализация которой позволит решить проблемы газоснабжения страны. Кроме того в январе 2015 года утверждена Инвестиционная программа общества на 2015-2017 гг., которая в общей сумме составит 45,5 млн. сомов или 34,9 млн. руб.

В 2015г. велась подготовительная работа по строительству магистрального газопровода «Север-Юг» общей протяженностью 608 км в рамках достигнутых договоренностей с Правительством Российской Федерации ОАО «Газпром».

Так, на сегодняшний день генеральным проектировщиком (АО «Газпромпромгаз») по I этапу завершены работы по сбору исходных данных, по разработке основных технических решений, завершены на 60% инженерные изыскания, начато проектирование со сроком завершения до 31 марта 2016 года.

По II этапу работ начата разработка основных технических решений и проведение инженерных изысканий сроком завершения к концу февраля 2016 года.

В настоящее время ОсОО «Газпром-Кыргызстан» совместно с заинтересованными государственными и местными органами власти ведется работа по согласованию местоположений проектируемых объектов с правообладателями земельных участков в Чуйской области, на первоначальном этапе, а также по разработке методики компенсационных выплат за занятие земельных участков под прокладку магистральных газопроводов.

Для обеспечения светлыми нефтепродуктами сооружены и введены в действие ряд нефтеперерабатывающих заводов (далее НПЗ), из которых наиболее крупный в г. Кара-Балта на 850 тыс.т нефти, в г. Токмок на 350 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.

Сложившаяся ситуация в ТЭК свидетельствует о том, что угрозы энергобезопасности носят реальный характер. Имеет место значительное техническое и технологическое отставание в топливдобывающих секторах, сопровождаемое недостаточными объемами производства угля, нефти и газа и устойчивой зависимостью от их импорта.

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

В региональном разрезе проблемы энерго- и топливоснабжения весьма существенны, областные администрации и органы местного самоуправления страны не в состоянии обеспечить свою энергетическую безопасность. *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 в ОС; разработки мероприятий по реконструкции отопительных котельных и создания локальных систем теплоснабжения.*

1.4. Оценка институциональных реформ, антикоррупционных мер и нормативно-правовой базы развития энергетики

За последние годы имели место попытки добиться положительных сдвигов в сфере управления и регулирования отрасли, борьбы с коррупцией и разработки нормативно-правовых документов. Наиболее важный этап преобразований начался с 1997 года, когда была разработана и принята Программа разгосударствления и приватизации Кыргызгосэнергохолдинга, одобренная Постановлением Правительства КР 23 апреля 1997 года № 239. Документ обозначил мероприятия по отделению естественно-монопольных типов хозяйствования от потенциально конкурентных для запуска конкуренции в деятельности последних, и тем самым запуска рынка электроэнергии. Для регулирования деятельности энергетических компаний в условиях рынка был создан регулятивный орган Госагентство по энергетике при Правительстве КР в 1996 г. Были приняты Жогорку Кенешем КР Законы КР «Об энергетике», «Об электроэнергетике», «О нефти и газе» и «Об угле». Для проведения энергетической политики государства в 2007 г. было создано Министерство энергетики и топливных ресурсов КР. Упраздненный в 2005 г. регулятивный орган был восстановлен в качестве Департамента по регулированию в ТЭК в составе Министерства энергетики и топливных ресурсов КР. Была разработана и утверждена Жогорку Кенешем в 2008 г. Национальная энергетическая программа КР на 2008-2010 гг. и Стратегия развития ТЭК на период до 2025 года. 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

распределительных энергетических компаний, разделенных по территориальному признаку и представляющих монопольные сети низкого напряжения в каждом регионе. Регулирование деятельности энергетических компаний и предприятий ТЭК путем повышения тарифов, которые были ниже себестоимости электро- и теплоэнергии, и не отвечали законам рыночной экономики, не получило одобрение общественности и вызвало недовольство населения.

В 2014 г. от Министерства энергетики и промышленности КР отделен регулятивный орган с образованием Государственного агентства по регулированию ТЭК при Правительстве КР (ГАР ТЭК при ПКР). Разработана новая Среднесрочная тарифная политика на электрическую и тепловую энергию на 2014-2017 гг., 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 7 месяцев 2015 года новая тарифная политика с учетом импорта электроэнергии из соседних государств оказалась способной обеспечить устойчивость энергоснабжения в условиях дефицита электроэнергии. Повышение тарифов стимулировало потребителей на эффективное и рациональное использование электроэнергии, в результате впервые за последние годы удалось добиться снижения среднесуточного потребления электроэнергии более чем на 10%. В свою очередь Минэнергопром КР предпринял меры по снижению потерь по итогам 10 месяцев 2015 года до 14,3% в сетях РЭК и до 5,19% в сетях ОАО «НЭС Кыргызстана», а также по регулированию выработки электроэнергии с увеличением ее на ТЭЦ на 14% и снижением на Токтогульской ГЭС на 16,4% по сравнению с прошлым годом для накопления воды в водохранилище объем которого увеличился до 13,01 млрд.м³ на 1 октября т.г (к началу ОЗП), что выше за аналогичный период 2014 г. на 1,09 млрд.м³. В осенне-зимний период 2014/2015 года нагрузка ТЭЦ г. Бишкек составила 360 МВт или 189% по сравнению с 2014г.

Также в 2015 г. осуществлен импорт электроэнергии в объеме 547,3 млн.кВт.ч (в том числе 400,7 из Республики Казахстан, 146,6 млн.кВт.ч – из Республики Таджикистан), что на 331,3 млн.кВт.ч больше показателя соответствующего периода 2014 г.

Эти меры позволили снизить дефицит электроэнергии в ОЗП 2015-2016 гг. и соответственно отказаться от планируемого импорта электроэнергии в объеме до 450 млн.кВт.ч в IV кв. 2015 г., таким образом сэкономить порядка 2,7 млрд.сом.

Кроме того, Минэнергопром КР в целях совершенствования государственной энергетической политики инициирован ряд нормативных правовых актов и проектов Законов КР. В результате принят ряд постановлений Правительства КР:

- постановление Правительства КР от 20 июля 2015 года № 507 «Об утверждении Концепции развития малой гидроэнергетики КР до 2017 года», в которой определено проведение совместных работ по оценке и

обоснованию к сооружению первоочередных малых ГЭС с разработкой Плана мероприятий по ее реализации на 2016-2020 гг.;

- постановление Правительства КР от 15 июля 2015 г. № 501 «О проекте закона КР «О внесении дополнений и изменений в некоторые законодательные акты КР», которым предусматривается внесение изменений и дополнений в Земельный кодекс, Водный кодекс, Законы «О естественных и разрешенных монополиях», «О государственной статистике», «О Национальной Академии наук» в целях стимулирования развития возобновляемых источников энергии;

- постановление Правительства КР от 5 августа 2015 г. № 561 «О создании открытого акционерного общества «Кыргызский энергетический расчетный центр» в целях повышения финансовой прозрачности в электроэнергетическом секторе, разработки и внедрения автоматизированной системы составления балансов выработки, передачи и распределения электрической энергии до потребителей,

- постановление Правительства КР от 25 августа 2015 г. № 601 «Об утверждении Программы Правительства КР по энергосбережению и планированию политики энергоэффективности в КР на 2015-2017 гг.» с главной целью обеспечения прироста потребности ВВП за счет незначительных темпов роста потребления ТЭР реальным сектором экономики и населением с Планом мероприятий по реализации данной Программы на период до 2017 года. Однако для успешной ее реализации стоит задача – включение КР в соответствующий фонд климатических инвестиций и другие климатические финансовые источники.

Кроме того, в целях установления принципов государственной политики в области электроэнергетики и механизмов их реализации для обеспечения надежного, безопасного, качественного и бесперебойного снабжения электро- и теплоэнергией, содействия привлечению местных и иностранных инвестиций в электроэнергетическую отрасль разработан проект закона КР «Об электроэнергетике» в новой редакции. Также в целях стимулирования развития ВИЭ разработан проект Закона КР «О внесении дополнений в Налоговый кодекс КР» и проект постановления Правительства КР «О проекте Закона КР «О внесении дополнений в Налоговый кодекс КР».

В тоже время по прежнему имеет место финансово-экономический кризис в энергетических компаниях с ежегодным дефицитом средств, связанным с установлением тарифов на электро- и теплоэнергию ниже их себестоимости, а также с отсутствием должного контроля со стороны Фонда по управлению государственным имуществом КР за их финансово-хозяйственной деятельностью. Не соблюдались принципы корпоративного управления и подбора кадров в советы директоров и исполнительные органы энергетических компаний согласно статей Закона КР «Об акционерных обществах». Двойственность управления энергетическими компаниями и недостаточные полномочия Минэнергопром КР привели к сохранению коррупционных схем в энергетике, росту дебиторской и кредиторской задолженности, списанию дебиторских долгов и соответственно к

отсутствию прибыли и дивидендов для акционеров.

В этой связи Советом обороны КР совместно с Минэнергопром КР был утвержден Детализированный план реализации мер по противодействию системной коррупции в энергетике КР. Правительством КР разработан План мероприятий по реализации решения Совета обороны КР №1 от 28.04.2015 г. «О состоянии и мерах по дальнейшему развитию электроэнергетического сектора экономики страны и о мерах по обеспечению энергетической безопасности КР». В соответствии с указанным Планом Минэнергопром КР было поручено в целях эффективного управления активами и ресурсами подготовить проект Программы поэтапного реформирования электроэнергетического сектора КР и создания энергохолдинга, который будет единственным оператором по управлению и развитию энергетического комплекса страны. В результате избрания и формирования VI созыва Жогорку Кенеша КР и утверждения новой структуры Правительства КР принято постановление Правительства КР № 768, от 16 ноября 2015 г. «Об организационных мерах в связи с утверждением новой структуры Правительства КР», предусматривающее ликвидацию Минэнергопром КР с передачей в Минэконом КР функций энергетической и промышленной политики и подведомственных учреждений и предприятий. 6 января 2016 года принято постановление Правительства Кыргызской Республики № 4 «О создании открытого акционерного общества «Национальная энергетическая холдинговая компания».

1.5. Оценка индикаторов по экономическому блоку и проблемы финансового оздоровления предприятий ТЭК

Сложившаяся экономическая ситуация в электроэнергетике КР за последние 10 лет характеризуется дефицитностью как по вводу мощностей, так и по финансовым ресурсам в развитие отрасли, что выражается в росте расходов за последние 10 лет в 3,3 раза при росте доходов в 2,1 раза и обусловлен неэффективной тарифной политикой в отрасли. В результате у стратегически важного предприятия по производству электро- и теплоэнергии ОАО «Электрические станции» убытки увеличиваются и в 2014 г. составили 3,504 млрд.сом. Положение усугубилось в 2015г. с ростом дефицита за 9 месяцев до 4,86 млрд.сом в связи с импортом электроэнергии для обеспечения внутреннего потребления, при этом сумма кредитов и бюджетных ссуд на закупку топлива и оплату импорта в 2014г. составила 6,14 млрд.сом, за 9 мес. 2015г. - 1,55 млрд.сом. Вынужденный импорт электроэнергии в ОЗП 2014-2015 гг. из соседних энергосистем по тарифам, превышающим внутренние тарифы, был связан со снижением производства электроэнергии на каскаде Нижне-Нарынских ГЭС из-за маловодья и сработкой Токтогульского водохранилища до критического уровня. К тому же тариф на электроэнергию и теплоэнергию ниже затрат на его производство, передачу и распределение потребителям, которые год от года растут. Так, себестоимость производства электроэнергии на ГЭС за 1 кВт.ч

возросла с 4,3 тыйина в 2007г. до 10 тыйина в 2014г. или в 2,3 раза, на ТЭЦ с 122,9 тыйина до 207 тыйина или в 1,68 раза. Убытки от производства теплоэнергии покрывались прибылью от производства электроэнергии на ГЭС и ее экспорта, которая использовалась на покупку топлива для ТЭЦ в среднем около 3 млрд.сом. Средневыставленный тариф потребителям с учетом затрат на передачу и распределение возрос за этот период с 69,3 тыйина в 2007 г. до 85,9 тыйина за 1 кВт.ч в 2014 г. и за первое полугодие 2015г. до 123,3 тыйина за 1 кВт.ч или в 1,4 раза.

Главным механизмом финансового оздоровления энергетических компаний является достижение соотношения “тариф=себестоимости + нормативная прибыль”, для чего необходим поиск резервов сокращения себестоимости, а также ежегодная индексация и пересмотр тарифной политики с учетом инфляции. При этом порогом ЭБ по росту инфляции принято в наилучшей практике - 12%. В данном направлении были предприняты существенные меры:

- приказом ГАР ТЭК при Правительстве КР № 32 от 10.11.2014г. была утверждена Методика определения себестоимости продукции (работ, услуг) и формирования тарифов на электрическую энергию, которая определила новые подходы в формировании тарифов;
- с 2014 г. по сентябрь 2015 г. дважды были повышены тарифы при этом с 1 июня т. г. предполагалось увеличение на 20%, утвердили рост на 10 % с учетом инфляции, (20% является предкризисным порогом, кризисным – 40%), а также увеличена социальная норма - 700 кВт.ч и 1000 кВт.ч для жителей высокогорных районов, более того – был запущен такой механизм, как дифференциация тарифов по потребителям, что свидетельствует о гибкости тарифообразования и включения стимулирующего эффекта (энергосбережение, контроль энергопотребления). Однако, следует отметить, что еще сохраняется перекрестное субсидирование электроэнергетикой теплоэнергетики, населения промышленными и приравненными к ним потребителями, тарифы повышены для обеспечения оплаты за импорт электроэнергии и т.д. В связи с этим предлагается разработать и в законодательном порядке утвердить методологию формирования тарифов на электро- и теплоэнергию, осуществлять дальнейшее повышение тарифов до уровня «себестоимость плюс нормативная прибыль», включить другие виды дифференциации, такие как двухставочные тарифы, предусматривающие плату за мощность и потребленную энергию, по зонам суток - в пики максимумов и провалов нагрузки, исключить перекрестное субсидирование любого типа.

Проведение односторонней социально-ориентированной тарифной политики показывает, что слабые позиции финансовой стабильности энергокомпаний переменились на явную финансовую неустойчивость и растущую зависимость деятельности компаний электроэнергетики от долгосрочных заемных средств и сокращение собственных средств на развитие. За последние пять лет в активах-пассивах энергокомпаний произошли определенные структурные изменения, которые в большей

степени были обусловлены стремительным ростом долгосрочных обязательств или кредитов. Соотношение собственных средств и заемных средств по каждой компании свидетельствуют о крайне тяжелом положении энергокомпаний, которое усугубляется из года в год.

В этой связи назрела необходимость ввести мораторий на заем средств, на консолидацию имеющихся в наличии средств по всей отрасли и осуществление точечного финансового оздоровления по компаниям в зависимости от выявленных очагов кризиса с помощью механизма диагностирования.

Энергозатратность экономики подтверждается анализом таких индикаторов энергетической безопасности и устойчивого развития, как энергоёмкости ВВП и сравнение этого индикатора с наилучшей международной практикой по данным Мирового энергетического агентства (МЭА) показывает о высоком его значении – 1,1 т.н.э./1000 долл. США при среднемировом значении 0,24 т.н.э./1000 долл. США. В развитых странах этот показатель составляет 0,09-0,15, а в развивающихся 0,22-0,74 т.н.э./1000 долл. США.¹ При активном проведении энергосберегающей политики энергоёмкость ВВП снижается в разы. Оценка данного индикатора в КР за период 2005 - 2014гг. показывает снижение на 7,5% и обусловлено тем, что темпы роста потребления ТЭР (125,7%) были ниже темпов роста ВВП(151,6% в ценах 2005г.). Электроёмкость ВВП за последние десять лет, снизившись в 2009-2010гг., имеет тенденцию роста к 2014г. – 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 не до отпуском социальных услуг населению.

Для целей оценки вклада КР и сравнения с вкладом других стран в глобальные эмиссии оценен показатель удельных эмиссий ПГ на душу населения. Удельные эмиссии резко упали после 1990 г. и последние годы можно отметить лишь незначительную тенденцию роста на достаточно низком уровне - 2 т/чел. Для сравнения, эмиссии ПГ на душу населения в РК в 2011 г. составили более 16,7 т/чел.

Если тенденции для удельных эмиссий ПГ на душу населения и на единицу ВВП еще можно считать приемлемыми в соответствии с целями устойчивого развития (хотя конечно более желательно последовательное уменьшение этих показателей), то для удельных эмиссий на 1 тнэ первичных топливных ресурсов следует отметить негативную тенденцию роста. Эта тенденция, скорее всего, объясняется износом используемого оборудования в топливно-энергетическом секторе без своевременного обновления основных

фондов, изменением структуры потребления и т.д., что фактически отражает негативную тенденцию эффективности использования топливных ресурсов.

В связи с этим проблемами в снижении энергозатратности экономики являются: ускоренная модернизация основных средств при производстве энергоносителей; диверсификация источников энергии за счет альтернативных источников (уголь, газ и биомассы); проведения жесткой энергосберегающей политики и информирование общественности о реальных затратах на энерго- и топливоснабжение страны и необходимости экономного использования энергоносителей.

1.6. Оценка индикаторов по социологическому блоку, проблемы и их решения

Оценка важнейших индикаторов ЭБ по социологическому блоку - удовлетворение потребностей населения в энергоносителях - показывает, что за последние 10 лет потребление электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве и населением увеличилось в 1,8 раза и достигло 7,87 млрд.кВт.ч в год, что составляет 68% от общего потребления. Однако по потреблению электроэнергии на душу населения – 1915,6 кВт.ч/чел - страна значительно отстает от общемирового показателя - 2972 кВт.ч/чел в год. В то время как тариф на электроэнергию для населения за этот период составлял 70 тыйин за 1 кВт.ч и был самым низким по сравнению с другими странами СНГ. Помимо этого население с низкими доходами получало социальные выплаты из бюджета страны. Социальный тариф стал инструментом политическим, что противоречит законам рыночной экономики и привело за собой ухудшение результатов энергетических компаний и помимо этого не стимулирует потребителей к экономии и энергосбережению, что является также причиной энергозатратности реального сектора экономики.

Повышение тарифов в 2015г. на 10% для населения - 77 тыйин за 1 кВт.ч с увеличением социальной нормы до 700 кВт.ч и до 1000 кВт.ч в высокогорных районах обеспечивает ее доступность и решение социальных проблем населения. Темпы роста 10% считаются минимальными, в то время как базовый индекс потребительских цен (ИПЦ) составил - 242% за период с 2005г. по 3 кв. 2015г., а темп роста тарифа для населения за этот период составил всего - 14%. В 2010г. было повышение тарифов на электроэнергию с 70 тыйин до 150 тыйин или в 2,1 раза, но после известных событий 7 апреля 2010г., тариф был установлен на уровне 2009г. В то время как цены на другие энергоносители (уголь, газ, мазут) успели достичь мирового уровня, что является основной причиной перехода населения на электроотопление. *На перспективу темпы роста тарифов на электро- и теплоэнергию должны учитывать возможности увеличения доходов населения и не превышать предкризисный порог энергобезопасности по ее росту - 20% и кризисный - 40%.*

Анализ индикаторов - соотношения средней зарплаты в энергетике со средней заработной платой в экономике, показывает о большом разрыве от

2,4 раза в 2005г. до 1,99 раза в 2014г., темпы роста зарплаты у энергетиков выше, чем в целом по стране. Ежегодные темпы роста численности работающих в энергетике составляют 1%. При этом ведется *подготовка кадров для энергетики как в профессиональных лицеях, так и в вузах страны*. Система образования КР имеет развитую инфраструктуру, но, несмотря на это, анализ современного состояния свидетельствует о наличии многочисленных проблем, сдерживающих развитие на пути к качественному образованию. Энергетический факультет КГТУ им. И.Раззакова – как кузница кадров для энергетики на протяжении более 60 лет - ведет подготовку инженеров-электриков по таким востребованным специальностям как «Электрические станции», «Электрические сети и системы», «Электроснабжение и энергосбережение», «НВИЭ», «Релейная защита и автоматика», «Менеджмент в энергетике», «Теплоэнергетика» и *обеспечивает рост выпускников инженеров-энергетиков за последние годы с 355 чел. в 2010 г. до 469 человек в 2014г. или в 1,32 раза. В целом, за пять лет выпущено 2450 молодых специалистов, в том числе 2288 инженер-электриков, 59 магистров и 103 бакалавра.* Однако при переходе полностью на международный стандарт по Болонской системе с 2015г. и с выпуском бакалавров и магистров, в 2016г. будет осуществлен последний выпуск инженер-электриков, сокращены учебные программы по некоторым специальностям при этом предметы специализации. Из выпускных работ бакалавров исключено технико-экономическое обоснование проектов. В связи с чем ожидается снижение качества подготовки молодых кадров для энергетических предприятий, что недопустимо. Продолжить образование в магистратуре остаются единицы. *Переподготовка кадров* также имеет тенденцию к снижению как количества, так и качества обучения. В условиях опережающих темпов развития энергетики в перспективе, дефицит специалистов инженер-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 отсутствия финансовых средств 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.*

1.7. Оценка индикаторов по экологическому блоку и проблемы продвижения устойчивого развития

Одним из главных экологических проблем на современном этапе развития всего мира является глобальное потепление климата из-за огромных выбросов парниковых газов (ПГ). Наибольший вклад в эмиссию ПГ вносит энергетический сектор, хотя его вклад заметно уменьшается. В 1990 г. на энергетический сектор приходилось 73,3% выбросов в CO₂ эквиваленте, а к 2010 г. доля уменьшилась до 53,5%. Уменьшилась и доля процессов сжигания ископаемого топлива в энергетическом секторе – с 95,5% в 1990 г. до 87,4% в 2010 г¹.

Данные по показателям эмиссии CO₂ представлены в Таблице 1.1.

Центр климата при Госагентстве ООС и лесному хозяйству Ильясов Ш.А. Предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (INDC). 2015 г

Таблица 1.1. – Показатели эмиссии CO₂ в Кыргызской Республике за период 1990, 1995, 1999, 2005-2010 годы

	1990	1995	1999	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Эмиссия на душу, т/душу НСК	6,589	2,143	1,871	2,164	2,163	2,338	2,560	2,511	2,408
Эмиссия на душу, т/душу ВБ	6,539	2,126	1,858	2,153	2,151	2,329	2,546	2,494	2,395
Эмиссия кг/ВВП в 1000 \$2005 США	9,360	6,235	4,641	4,519	4,425	4,457	4,537	4,373	4,269
Эмиссия кг/ВВП в 1000 \$2005 с ППС	2,591	1,726	1,285	1,251	1,225	1,234	1,256	1,211	1,182
Эмиссия т/тнэ потребляемых первичных р	2,196	2,593	2,837	3,131	3,163	2,604	3,057	3,207	3,411

Если тенденции для удельных эмиссий ПГ на душу населения и на единицу ВВП еще можно считать приемлемыми в соответствии с целями устойчивого развития (хотя конечно более желательно последовательное уменьшение этих показателей), то для удельных эмиссий на 1 тнэ первичных топливных ресурсов следует отметить негативную тенденцию роста. Эта тенденция, скорее всего, объясняется износом используемого оборудования в топливно-энергетическом секторе без своевременного обновления, изменением структуры потребления и т.д.. Фактически Табл. 1 отражает негативную тенденцию эффективности использования топливных ресурсов за период 1990 – 2010 гг.

В 2013 г. КР приняла добровольные обязательства сократить свои эмиссии парниковых газов на 20% к 2020 г. В соответствии с решением Рамочной конвенции по изменению климата (1/СР.19), а также с решением Конференции сторон (1/СР.20), в 2015 г. КР разработала Предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (INDC). В INDC целевым

показателем предполагаемых действий КР в области смягчения изменения климата является достижение к 2050 г. удельной оценки эмиссий не превышающей 1,58 т CO₂/чел. (в 2010 г. этот показатель составлял 1,55 т CO₂/чел.).² Анализ тенденций основных климатических индикаторов показывает их неудовлетворительную направленность, что не только затрудняет выполнение обязательств КР по реализации статей международной Рамочной конвенции ООН по изменению климата (РКИК ООН), но и не обеспечивает устойчивое развитие, естественно подразумевающее усиление энергетической безопасности.

Основными проблемами, влияющими на данную ситуацию, является низкий уровень модернизации экономики, отсутствие энергосберегающей политики и адаптационных мер по смягчению последствий изменения климата на государственном уровне, которые 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. Для снижения эмиссии ПГ необходимо проведение энергосберегающего развития, при котором темпы роста ВВП должны быть обеспечены без значительных темпов роста потребления первичных ТЭР. При производстве энергоносителей необходимо использовать огромный потенциал ВИЭ и привлекать новые технологии, в первую очередь, в теплоэнергетику, повышать эффективность энергетических процессов и снижать удельное потребление топлива на ТЭЦ, использовать установки по сжиганию угольной пыли и угля в кипящем слое, комбинированные газо- и паротурбинные установки с внутрицикловой газификацией угля, использование новых технологий по обогащению и газификации угля с последующим сжиганием газа, при этом экономичность парогазовых установок (ПГУ) может достигать - 52% и более при низких выбросах загрязняющих веществ вместе с дымовыми газами. Необходимо также увеличение доли природного газа в структуре потребления топлива на ТЭЦ и сокращение импорта низкосортного угля. Необходимо планирование и управление спросом на энергоносители, что 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 CO₂ как при производстве, так и потреблении ТЭР.

2. Целевые установки Концепции

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 государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающих достижение намеченных целей.

Главная цель - устойчивое развитие энергетики, энергетическая безопасность страны и регионов, энергоэффективность реального

сектора 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, экологическую и в целом национальную безопасность страны и продвижение к устойчивому развитию.

3. Приоритеты государственной энергетической политики

Основными приоритетами государственной энергетической политики признаны следующие позиции:

- устойчивая энергетика: обеспечение энергетической безопасности и предотвращение глобального изменения климата;
- институциональные реформы: усиление стратегического управления и менеджмента, нормативной правовой базы и инновационного развития энергетики»;
- финансовое оздоровление: тарифная политика, обеспечение финансовой устойчивости и эффективности энергетических компаний и предприятий ТЭК;
- управление спросом на энергоносители и достижение энергоэффективности экономики, формирование рациональной структуры ТЭБ страны и регионов,
- энергосбережение и минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду, здоровье населения и продвижение к устойчивому развитию страны и регионов;
- укрепление внешней энергетической политики и вхождение на международные рынки торговли энергоносителями

4. Задачи по приоритетам и политика мер

4.1 Задачи по приоритету «Устойчивая энергетика: обеспечение энергетической безопасности и предотвращение глобального потепления климата» должны быть направлены:

1. В электроэнергетике на:

- создание системы оценки состояния энергетической безопасности страны, что требует разработки и утверждения индикаторов и их пороговых значений - кризисного и предкризисного - как важных инструментов своевременного предупреждения угроз;
- опережение темпов ввода новых мощностей электрических станций и гарантия уровня резерва установленных мощностей ГЭС в энергосистеме;
- комплексное использование водных ресурсов в бассейне р.Нарын с постепенным переходом на проектный режим работы в интересах энергетики и ирригации и не допущения сработки Токтогульского водохранилища;
- реализацию проектов по сооружению в 2017-2024 гг. Камбаратинской ГЭС-1 установленной мощностью 1860 МВт, в 2015-2017 гг.

установку второго агрегата Камбаратинской ГЭС-2 мощностью 120 МВт, завершение строительства к 2017 г. Верхне-Нарынского каскада ГЭС установленной мощностью 237,7 МВт;

- создание гарантированной базовой мощности в энергосистеме с сооружением в 2016-2022 гг. Каракечинской ГЭС установленной мощностью 600 МВт с последующим расширением до 1200 МВт;

- завершение реконструкции в 2016 г. ТЭЦ-1 г. Бишкек с увеличением мощности на 146 МВт;

- проведение и завершение реконструкции Учкурганской ГЭС - на 40 МВт, Атбашинской ГЭС - на 2 МВт, Токтогульской ГЭС с поддержанием мощности 1200 МВт;

- сооружение перспективных четырех малых ГЭС согласно НСУР КР на 2013-2017 гг., выполнен большой объем работы по подготовке методической и экономической базы для расширения проектов малых ГЭС в республике. отобраны 4 створа и разработаны ТЭО, которые предполагается предложить инвесторам для реализации. Это: Орто-Токойская ГЭС в Иссык-Кульской области мощностью 20 МВт и стоимостью 25 млн. долларов США, ГЭС Ой-Алма в Ошской области мощностью 7,7 МВт стоимостью 18,35 млн. долларов США, Сокулукская ГЭС-5 в Чуйской области мощностью 1,5 МВт стоимостью 3,34 млн. долл. США и Тортгульская ГЭС в Баткенской области мощностью 3 МВт и стоимостью 2,575 млн.долл.США. Кроме этого согласно предложений ОАО «Чакан ГЭС», ОМСУ регионов возможно сооружение малых ГЭС суммарной мощностью 420 МВт и возможностью увеличения производства электроэнергии до 2,2 млрд.кВт.ч в год. Однако в целях реализации Концепции развития малых ГЭС проведено обследование 80 русел малых рек и предложены к сооружению первоочередные малые ГЭС. Оценка реальной возможности к сооружению до 2030г. выявила, что реально сооружение 333 МВт с выработкой 1,7 млрд.кВт.ч., из них на период 2016-2030гг. возможно сооружение 42 малых ГЭС установленной мощностью 157 МВт и выработкой 773 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, при этом потребуются 157 млн.долл.США инвестиций.

Таким образом, сооружение перечисленных объектов требует поиска источников финансирования, в связи с чем рассмотрены два сценария ввода мощностей и прогноза выработки электроэнергии – это базовый и оптимистический.

- повышение эффективности и надежности системы централизованного теплоснабжения г. Бишкек, с этой целью необходимо провести восстановительные работы существующей магистральной тепловой сети и построить новые тепловые сети и насосные станции в зоне действия котельной ТЭЦ – 2 г. Бишкек.

2. В угольной промышленности:

- повышение обеспеченности потребности страны собственным топливом, в том числе ТЭЦ г. Бишкек и г. Ош, котельных ГП «Кыргызжилкоммунсоюз», ЖКХ и населения за счет развития добычи угля;

- увеличение добычи угля на действующих предприятиях и перспективных месторождениях для обеспечения твердым топливом населения, объектов энергетики и промышленности с 1,95 млн.т в 2015 г. до 4,6 млн.т к 2020 г. и до 7,8 млн.т к 2030г.;

- разработку участка Центральная разреза Кара-Кече, 11-поле Сулюктинского месторождения, ш.Ташкумыр для обеспечения потребности ферросплавного завода, ш. Джергалан для обеспечения Курментинского цементного завода, с оснащением техникой нового поколения, а также освоение Узгенского каменноугольного бассейна коксующихся углей и др.;

- рассмотрение возможности создания угольно-энергетических комплексов на базе современных научно-технических достижений в области добычи, транспортировки и применения экологически чистых технологий сжигания и сооружения новых малых ТЭС и производства угольных брикетов в районе угольных месторождений Тегенек, Каратут, Ташкумыр, Сулюкта, Кумбель и др.;

- повышение конкурентоспособности угольного топлива по сравнению с природным газом и другими видами альтернативного топлива за счет проведения целенаправленной государственной политики, осуществления технического перевооружения и интенсификации производства.

3. В нефтегазовой отрасли для обеспечения ресурсами необходимо обеспечить: прекращение дальнейшего спада добычи нефти и газа, ежегодное введение новых скважин, проведение геолого-разведочных работ на перспективных месторождениях, решение проблемы поставки сырой нефти на действующие и новые нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) из стран ЕАЭС.

4. Развитие ВИЭ, которые могут в значительной степени обеспечить энергетическими ресурсами как крупных, так и индивидуальных потребителей особенно в сельской местности. Так, биогазовая установка на один крестьянский дом с ёмкостью биореактора 10 м³ в год вырабатывает 34 тыс. м³ биогаза и 100-150 т удобрений. Зимой газ крестьянской семьей будет использован полностью на приготовление пищи и отопление. Летом может быть реализовано 1200 м³ биогаза и 100 т удобрения. Доход может составить более 50,000 тыс. сом в год, что в условиях сельской местности обеспечивает семье достойную жизнь. Для решения проблем горячего водоснабжения и теплоснабжения в жилых домах необходима повсеместная установка солнечных коллекторов, тепловых насосов и др. Для диверсификации источников энергии необходимо также сооружение солнечных энергоустановок по регионам страны.

5. В целях предотвращения глобального изменения климата развитие малых и крупных ГЭС с эффективным использованием энергии солнца, биомасс, геотермальных источников и тепловых насосов с

замещением углеводородного топлива может способствовать сокращению выбросов парниковых газов на 20% к 2020 г. и достижению поставленных целей по достижению к 2050 г. удельных выбросов в CO₂ эквиваленте не превышающих 1,56 тонн на 1 человека.¹ Для этого необходимо :

- введение на постоянной основе климатических индикаторов для энергетического сектора и их мониторинг;
 - регулярную подготовку планов по выполнению обязательств перед РКИК ООН о сокращении эмиссий парниковых газов;
 - активизацию деятельности по привлечению климатического финансирования для обеспечения энергетической безопасности;
- и т.д.

Центр климата при Госагентстве ООС и лесному хозяйству Ильясов Ш.А. Предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (INDC). 2015 г

4.2. Задачи по приоритету «Институциональные реформы: усиление стратегического управления и менеджмента, нормативно - правовой базы и инновационного развития » должны быть направлены на:

1) Реализацию Программы поэтапного реформирования организации и управления электроэнергетической отрасли КР и создание Национального энергетического холдинга по этапам:

- принятие Законов КР «О Национальных холдинговых компаниях в Кыргызской Республике»; О внесении дополнений в Закон КР «Об акционерных обществах»;

- создание ОАО «Национальный энергетический холдинг» с утверждением перечня хозяйствующих субъектов с передачей госпакета акций в оплату размещаемых акций энергохолдинга и в доверительное управление с включением в перечень стратегических объектов, при этом необходимо:

- определение миссии, видения, главную цель и стратегию развития холдинга;

- обеспечение высокого показателя зрелости организационной корпоративной культуры энергетических компаний и предприятий путем ввода инновационных подходов в области стратегического управления и менеджмента ;

- разработать карту знаний внутри энергетических компаний для эффективного обмена информацией с четким определением миссии, видения, цели и стратегии каждой компании;

- разработать циклограммы сотрудников структурных подразделений компании во избежание дублирования функциональных обязанностей сотрудников;

2) Совершенствование внутренней энергетической политики путем:

- принятия Постановления Правительства КР о передаче функций Министерства энергетики и промышленности КР по проведению энергетической и промышленной политики в Министерство экономики КР;

- внесения изменений и дополнений в Законы КР «Об особом статусе каскада Токтогульских ГЭС и национальной высоковольтной линии электропередач», «О приватизации госсобственности», «Об электроэнергетике», «Об энергетике»;
- создания Координационного совета по развитию электроэнергетической отрасли с целью внедрения механизма обеспечения реализации государственной политики и координации между госорганами и субъектами энергетики;
- разработки и реализации Доктрины энергетической безопасности КР на 2018-2023 годы;
- разработки и реализации Стратегии развития электроэнергетики КР на 2018-2023 годы;
- разработки и реализации Стратегии развития топливной промышленности КР на 2018-2023 годы;
- разработки и реализации Стратегии развития ВИЭ КР на 2018 – 2023 годы;
- проведения систематического мониторинга состояния стратегического управления и менеджмента с оптимизацией затрат в деятельности энергетических компаний и предприятий ТЭК и др.

3) Концентрации на приоритетных и инновационных направлениях развития энергетической науки, укрепление отраслевого научного и кадрового потенциала;

- создание **Научно-исследовательского института энергетики (НИИЭ)** (на базе КНТЦ «Энергия») для развития фундаментальных научных основ по важнейшим направлениям экономической и энергетической политики государства, повышения эффективности развития и размещения предприятий ТЭК, по обеспечению энергетической безопасности, энергоэффективности реального сектора экономики, управлению спросом на энергоносители и оптимизации ТЭБ страны и регионов, энергосбережения и ООС, по разработке энергетических стратегий и программ на средне- и долгосрочную перспективу и др.;
- создание системы внедрения результатов научно-технической деятельности в практику развития и функционирования электроэнергетической отрасли с использованием различных форм государственно-частного партнерства, поддержки малого и среднего бизнеса;
- повышение на систематической основе квалификации инженерно-технического, планово-экономического, финансово-хозяйственного персонала энергетических компаний до уровня, обеспечивающего решение современных проблем;
- повышение уровня подготовки кадров в вузах страны, пересмотреть учебные планы и программы в целях улучшения уровня обучения по предметам специализации; открывать «новые» направления подготовки – «прикладной бакалавр» и «магистр-инженер» в вузах и научных учреждениях, а также открытие аспирантуры и докторантуры при НИИЭ.

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

- обеспечение экономической эффективности и финансовой устойчивости энергетических компаний и предприятий угольной и нефтегазовой отраслей промышленности,

- внедрение системы ключевых индикаторов ЭБ, результативности и финансовой устойчивости, повышения эффективности деятельности энергетических компаний для регулярного их мониторинга и освещения в СМИ для общественности и населения;

- проведение портфельного анализа деятельности энергокомпаний с помощью матриц, используемых в международной практике, с выявлением внешних и внутренних угроз, слабых и сильных сторон, поиском резервов возможностей по выводу их из финансового кризиса;

- внедрение автоматизированной системы управленческого учета в энергетических компаниях с учетом международного опыта для обеспечения прозрачности и противодействию коррупции;

- разработку и утверждение 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 необходимых затрат с ликвидацией существующей практики распределения доходов и перекрестного субсидирования;

- разработку и утверждение методики технологического присоединения потребителей к электрическим и тепловым сетям и платы за присоединение к системам энергоснабжения и теплоснабжения новых объектов – потребителей;

- обеспечение доли среднедушевого дохода населения, затрачиваемого на оплату энергоресурсов, не выше пороговых значений энергобезопасности (20-30%);

- проведение переоценки основных фондов с повышением амортизационных отчислений на техническую модернизацию и реконструкцию передающих и распределительных электрических сетей и снизить уровень износа основных фондов на объектах по производству, передаче и распределению электроэнергии;

- внедрение инновационных технологий (АСУП, АИISKУЭ, СИП провода, релейной защиты и автоматики, умных счетчиков и т.д.) с целью повышения эффективности передачи и распределения электроэнергии до потребителя, снижения потерь и повышения качества электроэнергии, в том числе для городского и сельского населения в регионах;

- снижение технических потерь (технологического расхода) электроэнергии до нормативных значений их на передачу (4-5%) и распределение (8-10%).

4.4. Задачи по приоритету «Управление спросом на энергоносители, энергоэффективность экономики, формирование рациональной структуры ТЭБ страны и регионов» должны быть направлены на:

- создание Центра анализа и прогноза спроса на энергоносители для проведения политики рационального использования ТЭР, формирования оптимального ТЭБ и планирования энергоэффективности реального сектора экономики;

- создание информационной базы данных по потребителям всех видов ТЭР, по отраслям и предприятиям реального сектора экономики, регионам и населенным пунктам, по целевому использованию энергоресурсов, по нормам расхода энергоносителей на единицу продукции, жилья и услуг;

- изучение международного опыта по моделированию и программному обеспечению проведения прогноза спроса на энергоносители с учетом различных сценариев социально-экономического развития страны, достижения энергоэффективности и устойчивого развития;

- проводить систематический анализ и прогноз производства ТЭР с учетом внешних и внутренних факторов, в том числе климатических изменений;

- ежегодную разработку и оптимизацию структуры ТЭБ страны и регионов с учетом диверсификации источников за счет использования ВИЭ с доведением его доли до 5% к 2030г., замещения электроотопления альтернативными источниками (углем, природным газом), мер по энергосбережению и сокращению выбросов ПГ в СО₂ эквиваленте;

- ввести в практику планирования и прогнозирования социально-экономического развития страны индикатор энергоэффективности экономики - энергоемкости ВВП и обеспечение ежегодных темпов их снижения на 1-1,5% на макроуровне, энергоемкости ВП на отраслевом уровне и норм расхода энергоносителей на уровне предприятий реального сектора и бюджетных организаций с ресурсным их обеспечением;

- проведение оценки и мониторинг экономии энергоресурсов от сокращения энергоемкости ВВП, норм расхода энергоносителей на выпуск продукции по основным предприятиям и организациям сферы услуг и обеспечивать контроль их исполнения.

4.5. Задачи по приоритету «Энергосбережение и минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду, здоровье населения и продвижение к устойчивому развитию страны и регионов» должны быть направлены на:

- осуществление и реализацию плана мероприятий Программы Правительства КР по энергосбережению и планированию политики энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2016-2017 гг.; Национальной стратегии развития ВИЭ на 2018-2023 гг.;

- разработку и утверждение Национального стандарта энергоменеджмента на основе международного ISO 50001 и стимулировать (ценовое, тарифное, налоговое, таможенное и т.д.) его внедрение на предприятиях реального сектора экономики;

- разработку и введение в базу данных Государственный реестр предприятий и общественных зданий, подлежащих энергетическому обследованию;

- систематическое проведение энергоаудита предприятий и общественных зданий, бюджетных организаций;

- осуществление контроля целевого расходования бюджетных средств, выделяемых на проведение энергосберегающих мероприятий и предоставление возможностей по использованию сэкономленных средств на последующее финансирование мер по энергосбережению;

- разработку комплекса мер экономического стимулирования внедрения энергосберегающих технологий на предприятиях реального сектора через создание НПА в реализацию Закона КР «Об энергосбережении»;

- проведение оценки и мониторинга снижения выбросов CO₂ от проводимых мер по энергосбережению и внедрения экологически чистых технологий как при производстве, так и потреблении электро- и теплоэнергии;

- систематическая разработка мер по адаптации предприятий ТЭК к внешним вызовам глобального потепления климата и обеспечивать сокращение выбросов ПГ в CO₂ эквиваленте согласно принципам РКИК ООН и другим документам;

- систематическое проведение информационной кампании по повышению осведомленности общественности и населения регионов об экономии и рачительном использовании природных ТЭР, сокращении выбросов CO₂ и выгодах для здоровья и благосостояния;

- для реализация поставленных задач с учетом международного опыта необходимо создание Государственного агентства по энергосбережению и развитию ВИЭ.

4.6. Задачи по приоритету «Укрепление внешней энергетической политики и входение на международные рынки торговли энергоносителями» должны быть направлены на:

1. Продолжение сотрудничества в сфере энергетики со странами Центральной Азии, как на многосторонней, так и на двусторонней основе:

- сохранение параллельной работы энергосистем в рамках ОЭС ЦА;

- развитие экспортного потенциала и возможности по регулированию водных ресурсов.

2. Развитие сотрудничества в рамках ЦАРЭС и реализацию Стратегии регионального сотрудничества стран ЦАРЭС в энергетическом секторе и Плана работы по энергетике ЦАРЭС на 2016-2020 гг. по выработке оптимальных решений в целях удовлетворения спроса на энергоресурсы в

будущем и стимулирования освоения новых энергоресурсов для их использования в регионе и экспорта:

- развитие Регионального энергетического рынка Восточно-Центральная Азия – Южная Азия и продолжение реализуемых в регионе ЦАРЭС трансграничных проектов, связанных с энергетической инфраструктурой;

- развитие потенциала подготовки и переподготовки кадров, в направлении интеллектуального учета электро- и теплоэнергии, солнечной энергетики, энергоэффективных технологий, прогнозирования спроса, тарифных реформ и совершенствования нормативно-правовой базы;

- завершение регионального исследования по изучению уязвимости энергетики перед изменением климата;

- продвижение экологически чистых технологий получения энергии;

- ускорение принятия новых и экологически приемлемых технологий посредством повышения осведомленности по ним; поддержки планирования производства и потребления, импорта и экспорта энергоносителей, осуществляемого странами-членами ЦАРЭС;

- привлечение средств для финансирования крупных проектов в регионе по продвижению региональной торговли электроэнергией, а также реализация проектов государственно-частного партнерства;

- завершение исследования “Развитие региональной торговли электроэнергией в Центральной Азии” и создание рабочей группы по региональным рыночным механизмам с целью поддержки исследования региональной торговли энергией.

3. Реализация сотрудничества в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

3.1. В условиях вхождения в ЕАЭС и в общий рынок энергоресурсов основным из условий являются то, что Государства-члены в том числе и КР на основании Договора о Евразийском экономическом союзе, Концепции формирования общего электроэнергетического рынка обеспечивают его формирование по следующим этапам:

- I этап (2015г.-1полугодие 2016 г.) - разработка и утверждение Программы создания единого энергетического рынка и объединение энергетических систем государств – членов ЕАЭС;

- II этап (2полугодие 2016 г. – 1 полугодие 2018 г.) – выполнение мероприятий Программы, в том числе **разделение в вертикально интегрированных структурах конкурентных и монопольных видов деятельности**, разработка единых правил доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики;

- III этап (2полугодие 2018 г. – 1 полугодие 2019 г.) – заключение и вступление в силу международного договора о формировании общего электроэнергетического рынка Союза

3.2 Участие в реализации Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС ОАО «Газпром» будет осуществляться в целях бесперебойной подачи природного газа в страны ЕАЭС.

3.3. Участие в разработке проекта Соглашения о Методологии формирования индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов в рамках ЕАЭС.

3.4. Участие в разработке проектов по гармонизации законодательства, стратегий и программ в отношении энергоэффективности и энергосбережения в странах ЕАЭС.

5. Ожидаемые результаты

5.1. Обеспечение надежности и устойчивости энергоснабжения повысится за счет роста производства электроэнергии с 14,58 млрд.кВт.ч в 2014 г. до 30,85 млрд.кВт.ч к 2030 г. или в 2,1 раза с вводом в действие новых мощностей каскада Верхне-Нарынских ГЭС, Каракечинской ТЭС и Камбаратинской ГЭС-1, второго агрегата Камбаратинской ГЭС-2, а также малых ГЭС по регионам с суммарной выработкой электроэнергии до 744 млн.кВт.ч. (табл.5.1)

Таблица 5.1. - Прогноз производства электроэнергии на период 2015-2030 гг.
млрд.кВт.ч (базовый сценарий)

Электрические станции	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
Нижне-Нарынский каскад ГЭС	12,48	10,74	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
ТЭЦ	1,25	1,93	1,35	1,35	3,05	3,2	3,2	3,2
Малые ГЭС	0,15	0,183	0,193	0,193	0,279	0,482	0,645	0,744
ВиЭ	0,02	0,03	0,03	0,08	0,12	0,16	0,2	0,3
Ат-Башинская ГЭС	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Камбаратинская ГЭС-2	0,57	0,57	0,57	0,57	0,85	0,85	0,85	0,85
Верхне-Нарынские ГЭС 1,2,3; Ак-Булунская ГЭС				0,19	0,38	0,94	0,94	0,94
Камбаратинская ГЭС-1							2,8	5,6
Кара-Кечинская ТЭС						3,9	7,8	7,8
Количество выработки электроэнергии	14,58	13,573	13,563	13,803	16,099	20,952	27,855	30,854

Потребность в электроэнергии с учетом ежегодного роста ВВП в среднем на 104,7% возрастет с 11,8 млрд.кВт.ч в 2014 г. до 18,43 млрд.кВт.ч к 2030 г. или в 1,55 раза. При этом обеспечится опережение темпов

роста производства электроэнергии над темпами роста ее потребления с 2020г.

Возможность экспорта в объеме 1,8 млрд.кВт.ч по обязательствам проекта CASA-1000 в Пакистан прогнозируется с вводом в действие первого агрегата Каракечинской ТЭС к 2020 г. в целом возможности экспорта возрастут до 4,06 млрд.кВт.ч к 2020 г. и свыше 8 млрд.кВт.ч к 2025 г. с вводом первой очереди Камбаратинской ГЭС-1 и до 9,4 млрд.кВт.ч к 2030г., что позволит войти в единый рынок электроэнергии ЕАЭС с объемом экспорта порядка 7 млрд.кВт.ч в год.

Однако, если учесть, что электроэнергия от Верхне-Нарынского каскада ГЭС в объеме 942 млн.кВт.ч и 75% электроэнергии, вырабатываемой от Камбаратинской ГЭС-1, по условиям Соглашения с ОАО «Русгидро» в объеме 4,5 млрд.кВт.ч рассчитана на экспорт, то соотношение темпов роста производства над темпами роста потребления составит 1,15 и будет возможным обеспечение базового резерва мощности в энергосистеме в пределах до 15%, соответственно исчезнут риски и угрозы ЭБ страны.

Увеличение резерва мощности возможно путем:

- активного вовлечения ВИЭ путем сооружения малых ГЭС и солнечных энергоустановок, которые позволят увеличить производство электроэнергии ими в прогнозируемый период с 153 млн.кВт.ч в 2015 г. до 1,87 млрд.кВт.ч к 2030 г., при этом солнечные энергоустановки мощностью до 100 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, сооружение в других регионах необходимо будет обосновать в проекте Национальной стратегии развития ВИЭ КР на период 2018-2023 гг. с ростом их доли в общей выработки электроэнергии от 1,1% до 5% соответственно;

- сооружения малых ТЭС 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, которые позволят выработать электроэнергию в пределах 1,5-2 млрд.кВт.ч к 2030г. с ростом их доли до 5 %;(табл.5.2).

Таблица 5.2. - Прогноз производства электроэнергии на период 2015-2030 гг. млрд.кВт.ч (оптимистический сценарий)

Электрические станции	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
Нижне-Нарынский каскад ГЭС	12,48	10,74	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
ТЭЦ	1,25	1,93	1,35	1,35	3,05	3,2	3,2	3,2
ВИЭ	0,15	0,183	0,193	0,193	0,278	0,585	1,276	1,716
Малые ТЭС						0,93	1,85	1,85
Ат-Башинская ГЭС	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Камбаратинская ГЭС-2	0,57	0,57	0,57	0,57	0,85	0,85	0,85	0,85
Верхне-Нарынские ГЭС 1,2,3; Ак- Булунская ГЭС				0,19	0,38	0,94	0,94	0,94
Камбаратинская ГЭС-1							2,8	5,6
Кара-Кечинская ТЭС						3,9	7,8	7,8
Количество выработки электроэнергии	14,56	13,543	13,533	13,723	15,978	21,825	30,136	33,376

При включении вышеперечисленных объектов в прогноз производства электроэнергии на период 2015 - 2030гг., объемы ее выработки возрастут более чем в 2,3 раза или с 14,5 млрд.кВт.ч до 33,37 млрд.кВт.ч при росте потребности с 11,5 млрд.кВт.ч до 19,996 млрд.кВт.ч. или в 1,66 раза. Таким образом, можно достичь опережения темпов роста производства над темпами роста потребления в 1,34 раза и превысить пороговое значение резерва мощности в энергосистеме (1,15).

Прогноз баланса электроэнергии в этом случае свидетельствует о сохранении импорта вплоть до 2018 года и далее до полного покрытия своих потребностей к 2030г. с обеспечением резерва мощности в энергосистеме выше уровня порога энергетической безопасности – 34,0%, сохранением экспорта свыше 4 млрд.кВт.ч к 2020г. и до 9,4 млрд.кВт.ч к 2030г., что позволит также войти в единый рынок электроэнергии ЕАЭС с объемом экспорта - 7 млрд.кВт.ч и рынок Центральной и Южной Азии - 2,2 млрд.кВт.ч.

5.2. Обеспечение надежности топливоснабжения потребителей повысится за счет:

- роста добычи угля на угольных предприятиях бурогоугольного месторождения «Кара-Кече», шахтах «Беш-Бурхан», «Жергалан», «Сулюкта» и «Таш-Кумыр» в соответствии с их спросом на нужды населения и энергетики. При этом ожидается рост годовой добычи с 1,95 млн.т в 2015г. до 2,2 млн.т - в 2018г., 4,5 млн.т - к 2020г., 6,3 млн.т к 2025 г. и до 7,8 млн.т к 2030 г. при сооружении первой очереди Каракечинской ТЭС с потреблением 2,2 млн.т и до 6,3 млн. т - к 2025г. при вводе ее на полную мощность 1200 МВт и потреблением 4,4 млн.т. При этом сократится импорт угля с 850тыс.т в 2015г. до 300 тыс. т к 2020г. с полным прекращением к 2025г. Экспортные поставки сохранятся в объеме 200 тыс.т в год до 2030г. традиционным потребителям соседних государств;

- увеличения импорта природного газа с 379,5 млн.м³ в 2015г., до 477,2 млн.м³ в 2017 г., 718,9 млн.м³ в 2020 г., до 1071,0 млн.м³ в 2025 г. и до 1143,8 млн.м³ в 2030г. в соответствии с утвержденным Правительством КР проектом Генеральной схемы газоснабжения и газификации КР на период до 2030

года. В представленной ОсОО «Газпром промгаз» схеме число газифицированных населенных пунктов увеличится с 30 до 411, в том числе в Ошской, Иссык-Кульской и Нарынской областях. Данным проектом намечено увеличение числа газифицированных квартир и домов с 288 тыс. до 845 тыс., протяженность магистральных сетей возрастет с 1476,2 км до 2747,7 км. Добыча природного газа на существующих месторождениях прогнозируется на одном уровне в объеме - 30 млн.м³, если не будут открыты новые месторождения;

- увеличения добычи нефти на собственных месторождениях с 85 тыс.т в 2015г. до 110 тыс.т к 2030г. недостаточно для покрытия потребности существующих и новых НПЗ. В этой связи необходимо ежегодно обеспечить импорт в объеме 1,1-1,5 млн.т сырой нефти для работы на полную мощность действующих и вновь введенных НПЗ в городах Карабалта, Токмок для обеспечения потребности в топочном мазуте, бензине и дизельном топливе. Возможность беспрошленного импорта нефти и нефтепродуктов с вхождением в ЕАЭС обеспечит потребность страны в них. Однако существуют риски закупки больших объемов сырой нефти в связи с сокращением темпов роста их добычи в Казахстане и России в перспективе.

В связи с этим на период до 2030г. нефть и 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.

Прогноз сводного ТЭБ на 2015-2030 гг. показывает, что ресурсы возрастут в 2,5 раза за счет роста производства в 2,9 раза, импорта в 1,5 раза, при этом в структуре формирования ресурсов ее доля сохранится к 2030г. на уровне 22%, доля собственного производства ожидается на уровне 75%.

В структуре распределения ресурсов потребление ТЭР увеличится в 2,27 раза к 2030г, экспорт в 7,9 раза при этом в структуре распределения доля ее достигнет 11%, доля потребления -80%, потери – 6,4%.

5.3. Оценка структурных сдвигов по энергоносителям показывает:

- **в производстве ТЭР** - увеличение доли угля с 18,38% в 2015г. до 26,78% к 2030г.; мазута с 0,95% до 6,1% к 2030г., дизтоплива с 0,65% в 2015 г. до 3,9% к 2030 г.; сокращение доля нефти с 1,8% в 2015 г. до 0,8% к 2030 г., природного газа с 0,5 до 0,18% соответственно; теплоэнергии (централизованного теплоснабжения) с 5,86% до 1,82%; электроэнергии с 70% в 2015г. до 58,8% к 2030г. При этом увеличится доля малых ГЭС с 1,05% в 2015г. до 3% по базовому сценарию, до 5,4% по оптимистическому сценарию к 2030г.

- **в потреблении ТЭР** - увеличение доли угля с 17% в 2015г. до 25,5% к 2030г., нефти с 4,46% в 2015г. до 10,3% к 2030г., природного газа с 4,61% в 2015г. до 5,83% к 2030 г., мазута с 2,7% в 2015г. до 5,66% к 2030 г при этом произойдет уменьшение доли электроэнергии с 43% в 2015 г. до 34,6% к 2030 г., дизтоплива с 10,3% в 2015г. до 6,37% к 2030г. а также бензина с 14,14% до 10% соответственно при росте их потребления.

- **в структуре импорта ТЭР сократится** доля угля и мазута до 0%, дизтоплива с 22% до 8%, электроэнергии с 7% до 0%, **возрастет** доля нефти с 7,4% в 2015г. до 27% к 2030г., природного газа с 11% до 22% соответственно.

- **в структуре экспорта ТЭР** преобладает электроэнергия и ее доля возрастет с 44% в 2015г. до 90% к 2030г., доля угля сократится с 47% до 4% соответственно.

Таким образом, есть вероятность снижения зависимости энергоснабжения от единственного источника - электроэнергии ГЭС, работа которых подвержена природно-климатическим условиям и зависит от водности года. Замещение электроэнергии из сферы потребления или диверсификация ТЭБ произойдет за счет структурных сдвигов, как в производстве, так и потреблении ТЭР, а также за счет импорта нефти и природного газа.

5.4. Обеспечение энергоэффективности будет достигнуто при прогнозируемых темпах роста потребления в ТЭР – 150% в 2020г. и 210% в 2030 г. к 2005г. ниже темпов роста ВВП – 197% в 2020г. и 320% в 2030г. к 2005г. (в сопоставимых ценах 2005 г.), 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 2030 г.

Темпы роста потребления электроэнергии также должны быть ниже темпов роста ВВП с ежегодным снижением энергоемкости 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 энергоемкости ВВП отвечает принципам энергосберегающей 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 парниковых газов в СО₂ эквиваленте и выполнению принципов Рамочной конвенции ООН по изменению климата. Развитию в перспективе низкоуглеродной зеленой экономики будет способствовать преимущественное производство электроэнергии на больших ГЭС, доля которого составит в общем объеме производства 70% и увеличится доля ВИЭ с 1,05% до 5%, что даст возможность сохранить выбросы ПГ в СО₂

эквиваленте на современном уровне и не повышать на душу населения в объеме 1,58 т CO₂/чел. к 2050г. и тем самым соблюдать целевые индикаторы по смягчению изменения климата³. Тем самым КР внесет вклад в достижение планов по удержанию глобального потепления на планете к концу XXI века в пределах 1,5-2°C к 1990г. в рамках Парижского соглашения по климату⁴.

Решение социальных проблем будет обеспечено ростом потребления электроэнергии на душу населения за период 2015-2030 гг. в 1,57 раза и достижения – 2600 - 2816 кВт.ч на человека при росте численности населения в 1,18 раза. 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, больницы, родильные дома, теплицы 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, Такие тенденции прогноза индикаторов энергобезопасности и энергоэффективности отвечают требованиям устойчивого развития и решению гендерных проблем, снижению заболеваемости женщин репродуктивного возраста от улучшения жизненных условий на селе.

5.5. Укрепление внешней энергетической политики КР произойдет путем вхождения на международные рынки электроэнергии, что позволит развитию экспорта в объемах от 1, 8 млрд.кВт.ч к 2020г. в энергосистемы Центральной и Южной Азии и до 7 млрд.кВт.ч к 2030 г. в объединенную энергосистему(ОЭС) государств - членов ЕАЭС.

Внешняя энергетическая политика КР, должна закрепить за собой ключевую позицию в проекте формирования единого рынка электроэнергии в ЕАЭС, разработке и утверждении Концепции формирования общего электроэнергетического рынка .

Государства-члены в том числе и КР на основании Договора о Евразийском экономическом союзе, Концепции формирования общего электроэнергетического рынка обеспечивают его формирование по следующим этапам:

³ Центр климата при Госагентстве ООС и лесному хозяйству Ильясов Ш.А. Предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (INDC). 2015 г.

⁴ www.vestifinance.ru «Парижское соглашение по климату не предохранит мир» от 15.12.2015г.

- I этап (2015г.-1 полугодие 2016 г.) - разработка и утверждение Программы создания единого энергетического рынка и объединение энергетических систем государств – членов ЕАЭС;

- II этап (2 полугодие 2016 г. – 1 полугодие 2018 г.) – выполнение мероприятий Программы, в том числе **разделение в вертикально интегрированных структурах конкурентных и монопольных видов деятельности**, разработка единых правил доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики;

- III этап (2 полугодие 2018 г. – 1 полугодие 2019 г.) – заключение и вступление в силу международного договора о формировании общего электроэнергетического рынка Союза.

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 ОЭС 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 водно-энергетическими ресурсами 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 CO₂ эквиваленте в окружающую среду и совместных адаптационных мер в условиях глобального потепления климата;

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

Также в рамках подписанного в городе Урумчи 1 сентября 2012 года Меморандума о взаимопонимании между ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» и ОАО «Tebian Electric Apparatus Stock Co. Ltd» (ТВЕА), КНР о дальнейшем развитии сотрудничества в области электроэнергетики прорабатывается вопрос 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.

Процессы интеграции продолжатся также и в области нефтепереработки путем строительства и реконструкции ныне

действующих 7-ми нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Основным сырьём для переработки является сырая нефть и газоконденсат, импортируемые из стран СНГ.

В рамках достигнутой договоренности по строительству НПЗ в КР за счёт инвестиций Азербайджана и дальнейшем обеспечении новых НПЗ сырьём, прорабатывается вопрос прокладки трубопровода с Шымкентского НПЗ Республики Казахстан.

В рамках реализации Программы энергосбережения и планированию политики по энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2015-2017 годы 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.

6. Оценка рисков и вызовов

Благоприятные предпосылки:

- минимальное воздействие природно-климатических условий на производство электроэнергии большими и малыми ГЭС;
- необходимость восполнения дефицита энергоресурсов в связи с ростом энергопотребления и предупреждения угроз энергобезопасности страны и регионов;
- реализация проекта CASA-1000, предусматривающая торговлю и передачу электроэнергии в летний период из Кыргызстана и Таджикистана в Пакистан;
- восстановление интеграционных связей с вхождением КР в ЕАЭС и участие в формировании единого рынка электроэнергии, газа природного, нефти и нефтепродуктов; единых подходов в формировании топливно-энергетических балансов;
- содействие международных организаций по развитию устойчивой энергетики, реконструкции, модернизации оборудования на существующих энергетических объектах, в финансировании 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 сознания лиц, принимающих решения, по обеспечению энергетической безопасности КР в контексте продвижения к устойчивому развитию и взаимодействию со странами ЕАЭС с развитием энергетической и водной дипломатии;

- реализация антикоррупционных мер, детализированного плана и Программы мер по борьбе с коррупцией в энергетике;

- совершенствование нормативно-правовой базы в области организации, управления, регулирования и контроля деятельности энергетических компаний и предприятий топливной промышленности.

Риски и вызовы:

- политическая нестабильность, стихийные бедствия, техногенные катастрофы;

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

- неподготовленные реформы управления и организации энергетического производства, возврат к монопольной структуре энергохолдинга, требующие дополнительных средств на переподготовку НПБ, межгосударственных соглашений и договорных обязательств с донорскими организациями и инвесторами и т.д.;

- потеря доверия потенциальных инвесторов на перспективные проекты развития в связи с невыполнением условий заключенных соглашений;

- 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:

- 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;
- для поддержки энергетической науки и проведения НИОКР;
- подготовки и переподготовки кадров;
- создания Центра по прогнозированию 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.

7. Оценка необходимых финансовых ресурсов и источников их покрытия

7.1 Оценка необходимых инвестиций

Возможности обеспечения устойчивого развития отраслей ТЭК, надежного топливо- и энергоснабжения потребителей и выхода энергетики из кризиса должны определяться достаточно жёстко проводимой инвестиционной политикой Министерством экономики Кыргызской Республики в рамках структурной перестройки экономики страны. Оценка необходимых инвестиций по энергетическим компаниям и предприятиям приведены ниже в таблицах 7.1-7.3.

Таблица 7.1. – Необходимые инвестиции по вариантам строительства и ввода мощностей ГЭС и ТЭС на период 2015-2030 г.г., млн.долл.США

	Устан. мощность	Сроки строительства	Стоимость и источники финансирования млн.долл.США	Финансирование по годам		
	МВт	Годы		2015- 2017 г	2018- 2020г	2021- 2030г
Камбаратинские ГЭС-1, ГЭС-2 (2-й и 3-й ГА)	1840	2015-2023	2916	216	2000	700
	240	2016-2017	100	50	50	
Верхне- Нарынские ГЭС- 1, 2 и 3 и Ак- Булунская	237,7	2014-2019	727,7	427,7	300	
Модернизация ТЭЦ г.Бишкек	300	2014-2017	386 ТВЕА, Китай	300	86	
Реконструкция Учкурганской ГЭС	40	2016-2017	80	80		
Реконструкция Атбашинской ГЭС	42 прирост 2		22,2	22,2		
Кара-Кечинская ТЭС	1200	2016-2022	1,557 (подготовлен на конкурс пост.ПКР	557	500	500
Строительство малых ГЭС:						
Орто-Токойская	20	2015-2018	25			
Ой-Алма	7,7	2019-2020	18	25	18	
Сокулукская	1,5	2016-2018	3,342			
Тортгульская	3	2019-2020	2,57	3,342	2,57	
Малые ГЭС-всего	156,93	2016-2030	160,58	55,13	86,65	18,8
Реализация проекта CASA- 1000:строительст- во ЛЭП-500 кВ		2016-2018	286 ТЭО - утверждено	200	86	

	Устан. мощность	Сроки строительства	Стоимость и источники финансирования млн.долл.США	Финансирование по годам		
	МВт	Годы		2015- 2017 г	2018- 2020г	2021- 2030г
Датка-Худжанд						
I Итого- базовый сценарий			5057,2	1237,2	3120	700
II-Итого оптимистический сценарий			5218	1292,2	3207	718,8

Необходимые инвестиции на сооружение и ввод мощностей перспективных ГЭС и ТЭС составляют:

- по базовому сценарию развития в целом в предстоящие 15 лет 5057,2 млн.долл.США;
- по оптимистическому сценарию развития в целом в предстоящие 15 лет 7218 млн.долл.США.

Потребность в инвестициях по малым ГЭС оценивается в 160 млн.долл. США, из расчета 1000 долл.США на 1 МВт мощности.

Потребность в инвестициях **угольной промышленности** по данным ГП «Кыргызкомур» приведена в табл.7.2

Таблица 7.2. – Необходимые инвестиции по вариантам нового строительства, вводу новых мощностей, реконструкции и модернизации предприятий угольной промышленности на 2015-2030 г.г., млн.сом.

Наименование мероприятия	Ед.изм.	Объем	Стоимость и источники финансирования млн.сом	Финансирование по годам, млн.сом		
				2015-2017 гг.	2018-2020гг.	2021-2030гг.
Новое строительство: Разработка и комплексное освоение Кавакского бурогоугольного месторождения(месторождения Минкуш, Агулак, Кара-Кече)						
Объявлен конкурс на приобретение горно-карьерного оборудования			570 млн.сом Росс.-Кырг. Фонд 44 млн.сом собств.ср-ва ГП «Кыргызкомур»	614 млн.сом	-	-
Горно-карьерное оборудование для предприятий Южного региона			Не определен	450 млн.сом	450 млн.сом	н/д

Потребность в инвестициях **распределительных энергокомпаний** составляет:

- по ОАО «Северэлектро» - 1,961 млрд. сом до 2017 года, после 2017 года данные отсутствуют;
- по ОАО «Востокэлектро» - 0,774 млрд. сом до 2017 года, после 2017 года данные отсутствуют;

- по ОАО «Ошэлектро» - 1,506 млрд. сом до 2017 года, после 2017 года данные отсутствуют;

- по ОАО «Жалалабадэлектро» - 1,202 млрд. сом до 2017 года, после 2017 года данные отсутствуют.

Потребность в инвестициях ГП «Кыргызжилкоммунсоюз» при Минэконом КР – 0,187 млрд. сом до 2018 года, после 2018 года данные отсутствуют.

Необходимые инвестиции по вариантам нового строительства, вводу новых мощностей, реконструкции и модернизации ОАО «Бишкектеплосеть» на 2015-2030 г.г., млн.сом представлены в Табл. 7.3.

Таблица 7.3. – Необходимые инвестиции по вариантам нового строительства, вводу новых мощностей, реконструкции и модернизации ОАО «Бишкектеплосеть» на 2015-2030 г.г., млн.сом.

№	Наименование мероприятий	Ед. Изм.	Объем	Стоимость и источники финансирования млн. сом	Финансирование по годам, млн. сом		
					2015-2017 г.г.	2018-2020 г.г.	2021-2030 г.г.
1	Строительство новых магистральных тепловых сетей 20800мм - 201000мм	км	14,2	1660 - инвестиции и собственные средства	520	270	870
2	Реконструкция существующих магистральных тепловых сетей 2ø300мм - 2ø1000мм	км	102,6	10025 - инвестиции и собственные средства	2385	1910	5730
	ИТОГО: магистральные тепловые сети		116,8	11685	2905	2180	6600

7.2 Источники финансирования.

- собственные средства предприятий ТЭК;
- средства, полученные в рамках достигнутых межправительственных 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.

8. Реализация Концепции и мониторинг за ходом ее исполнения

Государственную политику по развитию энергетики, а также мониторинг реализации Плана мероприятий по реализации Концепции развития энергетики до 2030г. осуществляет Министерство экономики Кыргызской

Республики на основе Матрицы индикаторов для мониторинга и оценки реализации Концепции развития энергетики до 2030 г.

Приложения

- План мероприятий по реализации Концепции развития энергетики до 2030 г.

- Матрица индикаторов для мониторинга и оценки реализации Концепции развития энергетики до 2030 г.

Список сокращений

АБР – Азиатский банк развития

АИИСКУЭ – автоматизированная измерительно-информационная система коммерческого учета электроэнергии

ВБ – Всемирный банк

ВВП – валовой внутренний продукт

ГАР ТЭК при ПКР – Государственное агентство по регулированию ТЭК при Правительстве КР

ГП «Кыргызкомур» – государственное предприятие по добыче угля

ЕАЭС – Евразийский экономический союз

ЕБРР – Европейский банк реконструкции и развития

ЕЭС – единая энергетическая система

ИПЦ – индекс потребительских цен

КПП – крупные промышленные потребители

КР – Кыргызская Республика

МВФ – Международный валютный фонд

НВИЭ – нетрадиционные возобновляемые источники энергии

НИР и ОКР – научно-исследовательская работа и опытно-конструкторская работа

НЭП – Национальная энергетическая программа

ОАО «Бишкектеплосеть» – открытое акционерное общество по распределению тепловой энергии на территории г. Бишкек

ОАО «Востокэлектро» - открытое акционерное общество по распределению электрической энергии на территории Иссык-Кульской и Таласской области

ОАО «Жалалабатэлектро»- открытое акционерное общество по распределению электрической энергии на территории Жалалабатской области

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

ОАО «Ошэлектро» – открытое акционерное общество по распределению электрической энергии на территории Жалалабатской области

ОАО «Северэлектро» - открытое акционерное общество по распределению электрической энергии на территории Чуйской и Таласской области

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

ОЗП – осенне-зимний период

ООС – охрана окружающей среды

ОЭС – объединенная энергетическая система

ПГ – парниковые газы

ПС – подстанция

РК – Республика Казахстан

РФ – Российская Федерация

РЭК – распределительные электросетевые компании

СНГ – Содружество Независимых Государств

СНиП – Строительные нормы и правила

СП – совместное предприятие
СРС – Стратегия развития страны
ССТП – Среднесрочная тарифная политика
ТЭБ – топливно-энергетический баланс
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы
ЦАР – Центральноазиатский регион
ЦАРЭС – Центральноазиатское экономическое сотрудничество